

Titre: Stockage thermique saisonnier par puits géothermiques pour
bâtiments résidentiels équipés de panneaux photovoltaïques-thermiques
Title:

Auteur: Pauline Brischoux
Author:

Date: 2016

Type: Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis

Référence: Brischoux, P. (2016). Stockage thermique saisonnier par puits géothermiques
pour bâtiments résidentiels équipés de panneaux photovoltaïques-thermiques
Citation: [Mémoire de maîtrise, École Polytechnique de Montréal]. PolyPublie.
<https://publications.polymtl.ca/2161/>

 **Document en libre accès dans PolyPublie**
Open Access document in PolyPublie

URL de PolyPublie:
PolyPublie URL: <https://publications.polymtl.ca/2161/>

**Directeurs de
recherche:** Michel Bernier
Advisors:

Programme: Génie mécanique
Program:

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

STOCKAGE THERMIQUE SAISONNIER PAR PUIT GÉOTHERMIQUE POUR
BÂTIMENTS RÉSIDENTIELS ÉQUIPÉS DE PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUES-
THERMIQUES

PAULINE BRISCHOUX

DÉPARTEMENT DE GÉNIE MÉCANIQUE

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION
DU DIPLÔME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCES APPLIQUÉES
(GÉNIE MÉCANIQUE)

JUIN 2016

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé :

STOCKAGE THERMIQUE SAISONNIER PAR PUIT GÉOTHERMIQUES POUR
BÂTIMENTS RÉSIDENTIELS ÉQUIPÉS DE PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUES-
THERMIQUES

présenté par : BRISCHOUX Pauline

en vue de l'obtention du diplôme de : Maîtrise ès sciences appliquées

a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de :

M. KUMMERT Michaël, Doctorat, président

M. BERNIER Michel, Ph. D., membre et directeur de recherche

Mme MONFET Danielle, Ph. D., membre

REMERCIEMENTS

J'aimerais remercier tout particulièrement mon directeur de recherche, le *Professeur Michel Bernier*, pour m'avoir offert la chance de réaliser ma maîtrise sous sa supervision, pour sa disponibilité et pour son soutien tout au long de ce projet. Il a su me transmettre sa passion pour la géothermie et l'efficacité énergétique des bâtiments ainsi que son enthousiasme pour la recherche.

Mes remerciements au réseau de recherche stratégique du CRSNG sur les bâtiments intelligents à consommation énergétique nette nulle (Smart Net-Zero Energy Buildings Strategic Research Network) pour son appui financier.

Je tiens à remercier chaleureusement tous mes collègues, notamment *Bruno Marcotte, Corentin Lecomte, Laurent Gagné-Boisvert, Samuel Letellier-Duchesne* et *Amin Ahmadvard* pour leur soutien et pour tous les bons moments passés ensemble.

Pour terminer, j'aimerais remercier mes parents, ma famille et mes amis pour leurs encouragements.

RÉSUMÉ

Les performances énergétiques d'un système géothermique avec injection de chaleur depuis des panneaux photovoltaïques-thermiques sont évaluées dans le cas d'une maison unifamiliale située à Montréal. Contrairement aux systèmes de pompes à chaleur géothermiques classiques, le ou les puits comportent deux circuits indépendants. Ainsi, il est possible d'injecter de la chaleur dans les puits depuis les panneaux solaires et d'en extraire à l'aide de la pompe à chaleur de manière simultanée. Le système est tout d'abord analysé pour un seul puits à l'aide de simulations dans l'environnement TRNSYS. Les résultats montrent que l'injection d'énergie dans le puits augmente l'efficacité du système et limite la réduction de ses performances due au déséquilibre des charges au sol. Toutefois, une partie de l'énergie injectée durant l'été est perdue par diffusion thermique vers le sol environnant et un seul puits géothermique n'est pas adapté pour le stockage thermique saisonnier.

Le même système est étudié en remplaçant le puits géothermique par un champ de puits de faible profondeur. Cette analyse a permis de mettre en évidence la possibilité de réaliser un stockage thermique saisonnier de type BTES à l'échelle d'une maison unifamiliale. Le système présente alors des performances énergétiques supérieures à celle du système à un puits avec recharge solaire du sol mais occupe un volume de stockage important.

Dans le dernier volet de ce mémoire, une étude préliminaire d'un système comportant un stockage latent sous forme de glace est présentée. Les résultats sont comparés à ceux du stockage de type BTES en matière de performance énergétique et de configuration requise. Le stockage de type BTES nécessite un volume de stockage important mais présente une efficacité énergétique globale élevée. Le système avec stockage de glace est constitué d'un volume bien plus faible mais il ne semble pas permettre d'atteindre des performances similaires à celle du BTES, le niveau de température à l'entrée de la pompe à chaleur étant alors limité par la faible température de stockage. Ses performances sont cependant comparables à celle d'un système de pompe à chaleur géothermique classique, c'est-à-dire sans recharge solaire du sol.

ABSTRACT

The energy efficiency of a ground-source heat pump system with solar heat injection from photovoltaic-thermal panels is evaluated. The system provides heat to a single-family house located in Montreal. Unlike conventional GSHP systems, the borehole, or boreholes, is equipped with two independent fluid circuits. Thus, it is possible to inject heat from the solar panels and extract energy with the heat pump simultaneously. First, the system is analyzed with a single borehole using numerical simulations within the TRNSYS environment. Results show that the heat injection in the borehole increases the efficiency of the system and limits the reduction in performance caused by unbalanced ground loads. However, part of the heat injected during the summer is lost by thermal diffusion to the ground surrounding the borehole and a single borehole is not appropriate for seasonal thermal energy storage.

A study of the same system is performed after replacing the single borehole by a borefield consisting of 15 shallow boreholes. This analysis points out the technical feasibility of seasonal borehole thermal energy storage (BTES) systems for residential applications. Such a system reaches a higher energy efficiency than the system including a single borehole with solar charging but requires a large storage volume.

The last part of this thesis presents a preliminary study of an ice storage system. The results are compared to the BTES in terms of energy efficiency and needed configuration. The system with BTES requires a large storage volume but achieves a high overall energy efficiency. The ice storage system involves a much smaller storage volume but does not seem to be able to reach an energy efficiency similar to the BTES, the heat pump inlet temperature being limited by the low storage temperature. However, the overall energy efficiency of this system is similar to conventional GSHP systems, i.e. without solar charging.

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS	III
RÉSUMÉ.....	IV
ABSTRACT	V
TABLE DES MATIÈRES	VI
LISTE DES TABLEAUX.....	IX
LISTE DES FIGURES.....	X
LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS	XIII
LISTE DES ANNEXES.....	XVII
INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE 1 GÉNÉRALITÉS.....	4
1.1 Systèmes géothermiques verticaux en boucle fermée.....	4
1.2 Capteurs solaires photovoltaïques-thermiques.....	8
1.3 Facteur de performance saisonnier.....	10
CHAPITRE 2 REVUE DE LA LITTÉRATURE.....	11
2.1 Recharge du sol	11
2.2 Stockage thermique saisonnier.....	15
2.2.1 Stockage par puits géothermiques.....	16
2.2.2 Stockage latent sous forme de glace	17
CHAPITRE 3 DÉMARCHE DE L'ENSEMBLE DU TRAVAIL DE RECHERCHE ET ORGANISATION GÉNÉRALE DU DOCUMENT	20
3.1 Objectifs du travail de recherche.....	20
3.2 Organisation du mémoire	21
CHAPITRE 4 ARTICLE 1 : COUPLING PV/T COLLECTORS WITH A GROUND- SOURCE HEAT PUMP SYSTEM IN A DOUBLE U-TUBE BOREHOLE	23

4.1	Abstract	23
4.2	Introduction	23
4.3	Literature review	24
4.4	Proposed configuration	25
4.5	Methodology	27
4.5.1	Models	27
4.5.2	Seasonal Performance Factors	30
4.6	Results and discussion.....	31
4.7	Conclusion.....	35
4.8	References	36
CHAPITRE 5 ARTICLE 2 : STOCKAGE THERMIQUE RÉSIDENTIEL PAR Puits GÉOTHERMIQUES		38
5.1	Abstract	38
5.2	Introduction	39
5.3	Système avec un seul puits.....	42
5.3.1	Méthodologie	42
5.3.2	Résultats	47
5.4	Stockage thermique saisonnier.....	54
5.4.1	Méthodologie	54
5.4.2	Résultats	56
5.5	Conclusions	62
5.6	Remerciements	63
5.7	Références	63
CHAPITRE 6 RÉSULTATS COMPLÉMENTAIRES		65
6.1	Système intermédiaire de type BTES pour une application résidentielle	65

6.2	Stockage thermique sous forme de glace	70
6.2.1	Système proposé.....	70
6.2.2	Contrôles	73
6.2.3	Modélisation du stockage de glace.....	74
6.2.4	Évaluation des performances	78
6.2.5	Résultats	79
6.2.6	Limites et améliorations possibles	82
6.3	Comparaison des deux types de stockage	83
CHAPITRE 7 DISCUSSION GÉNÉRALE		86
7.1	Analyse et optimisation d'un système original	86
7.2	Proposition de nouveaux facteurs de performance saisonniers.....	87
7.3	Étude d'un système de type BTES à l'échelle résidentielle.....	87
7.4	Comparaison de deux types de stockage thermique.....	88
CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS		89
BIBLIOGRAPHIE		92
ANNEXES		97

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1: Configuration de quelques systèmes avec injection de chaleur dans le sol depuis des capteurs solaires à l'échelle résidentielle	13
Table 4.1 : Characteristics of the Main Components and Operating Conditions.....	27
Table 4.2 : Borehole Parameters	29
Table 4.3 : Annual Energy Consumption/Production For the First Year [kWh]	33
Table 4.4 : SPF1 and SPF5 for the Summer and Heating Seasons	35
Tableau 5.1 : Paramètres des pompes de circulation en fonction du diamètre intérieur des tuyaux de HDPE.....	44
Tableau 5.2 : Configurations obtenues à l'aide des fonctions d'optimisation <i>ConsoTot</i> (sans PV) et <i>ConsoRéelle</i> (avec PV)	51
Tableau 5.3 : Configuration initiale du champ de puits (systèmes 3a et 4a).....	56
Tableau 5.4 : Configuration du champ de puits présentant les meilleures performances (systèmes 3b et 4b).....	61
Tableau 6.1 : Configuration du champ de puits (système 5).....	66
Tableau 6.2 : Conditions d'opération et propriétés du fluide caloporteur	75
Tableau 6.3 : Performances du système avec stockage de glace pour différentes surfaces de collecteurs thermiques.....	80
Tableau 6.4 : Configuration et performances à la troisième année d'opération des systèmes de stockage de type BTES (système 5) et sous forme de glace	83

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1 : Schéma d'une pompe à chaleur géothermique eau-eau en mode chauffage.....	5
Figure 1.2 : Température du sol à Montréal pour différentes profondeurs x sous la surface selon l'Équation 1.2	7
Figure 1.3 : Différents types de puits géothermiques verticaux en boucle fermée	7
Figure 1.4 : Schéma d'un panneau photovoltaïque-thermique	8
Figure 1.5 : Rayonnement solaire total incident à Montréal pour une surface orientée vers le Sud et inclinée de 45° par rapport à l'horizontale.....	9
Figure 2.1 : Exemple d'évolution de la température à l'entrée d'une pompe à chaleur géothermique pendant 20 ans d'opération (Brischoux & Bernier, 2016a)	11
Figure 2.2 : En rouge : Rayonnement solaire incident sur une surface de 20 m^2 faisant face au Sud et inclinée de 45° par rapport à l'horizontale. En bleu : besoins en chauffage et eau chaude sanitaire (ECS) d'une maison unifamiliale typique située à Montréal, Canada.....	15
Figure 2.3 : Enthalpie de l'eau en fonction de la température	18
Figure 4.1 : Schematic diagram of the proposed system with a definition of the SPF boundaries.	25
Figure 4.2 : Heat pump performances as a function of the fluid temperature on the source side..	28
Figure 4.3 : Thermal efficiency of the PV/T collectors for different wind speeds.	28
Figure 4.4 : Borehole Parameters	28
Figure 4.5 : Heat pump inlet temperature on the source side during 10 years operation of the system.	32
Figure 4.6 : (a) Energy injected/extracted from the ground and (b) PV cells electrical energy production for the first year of operation.	32
Figure 4.7 : (a) Annual SPF5 and (b) influence of the borehole parameters on the SPF5 of the proposed system.	34

Figure 5.1 : Schéma du système proposé incluant la définition des facteurs de performance saisonniers (SPF).....	41
Figure 5.2 : Performances en chauffage de la pompe à chaleur choisie en fonction de la température en entrée côté source	44
Figure 5.3 : Pertes de charge en fonction de la profondeur H du puits pour la pompe 1	47
Figure 5.4 : Pertes de charge en fonction de la profondeur H du puits et du débit du fluide pour la pompe 4	47
Figure 5.5 : Facteurs de performance saisonniers et rapport $EPV/EP4$ en fonction de la surface totale de capteurs PV/T ($APVT$) pour un puits de 140 m, un angle d'inclinaison des capteurs de 45° et des tuyaux de diamètre (a) $Di = 26$ mm et (b) $Di = 33$ mm.....	49
Figure 5.6 : Consommation d'énergie du système en fonction de la surface totale de capteurs PV/T ($APVT$) pour un puits de 140 m, un angle d'inclinaison des capteurs de 45° et des tuyaux de diamètre (a) $Di = 26$ mm et (b) $Di = 33$ mm	49
Figure 5.7 : Valeurs des facteurs de performance saisonniers SPF4 (a) et SPF5 (b) et des consommations $ConsoTot$ (c) et $ConsoRéelle$ (d) pour la première et dixième année d'opération des systèmes de référence et systèmes optimisés	52
Figure 5.8 : Énergie injectée et extraite du puits géothermique pour la première année d'opération du système 2a	53
Figure 5.9 : Pourcentage du temps pour lequel les pompes de circulation 1 et 4 sont en fonctionnement lors de la première année d'opération du système 2a	53
Figure 5.10 : Schéma des paramètres géométriques du stockage	55
Figure 5.11 : Évolution de la température à l'entrée de la pompe à chaleur au cours des 3 premières années d'opération du système 2a.....	57
Figure 5.12 : Valeurs du SPF5 pour la troisième année d'opération en fonction de la profondeur H des puits et de l'espacement entre les puits (à gauche $B = 2$ m, à droite $B = 3$ m).....	58
Figure 5.13 : Quantité d'énergie stockée dans le volume à la fin de la première année d'opération (au 31 décembre) en fonction de la profondeur H des puits et de l'espacement entre les puits (à gauche $B = 2$ m, à droite $B = 3$ m).....	59

Figure 5.14 : Évolution de la température à l'entrée de la pompe à chaleur au cours des 3 premières années d'opération des systèmes 3a et 3b avec des capteurs PV/T (figures a et c) et 4a et 4b avec des collecteurs plans vitrés (figures b et d)	60
Figure 6.1 : Bilan d'énergie sur le champ de puits du système 5 au cours de la première (a) et de la troisième année d'opération (b).....	67
Figure 6.2 : Évolution de la température à l'entrée de la pompe à chaleur au cours des trois premières années d'opération pour le système 5	68
Figure 6.3 : Valeurs du facteur de performance saisonnier SPF5 (a) et de la consommation <i>ConsoTot</i> (b) pour la première et troisième année d'opération de différents systèmes étudiés	69
Figure 6.4 : Schéma du système avec stockage latent sous forme de glace.....	72
Figure 6.5 : Diagramme de contrôle de l'injection/extraction.....	73
Figure 6.6 : Efficacité de l'échange de chaleur dans le stockage de glace en fonction de la fraction de glace <i>IceFraction</i> en phase d'extraction, i.e. fabrication de glace (a) et d'injection, i.e. fonte de glace (b), adapté des travaux de Drees et Braun (1995).....	76
Figure 6.7 : Pertes de charges dans le réservoir de stockage de glace en fonction du débit total de fluide caloporteur	78
Figure 6.8 : Volume de stockage requis pour le système avec stockage de glace en fonction de la surface totale de collecteurs thermiques.....	79
Figure 6.9 : (a) Quantité mensuelle d'énergie extraite et injectée dans les réservoirs et quantité d'énergie solaire incidente et (b) évolution de l'utilisation des réservoirs alimentés en séquence pour la troisième année d'opération du système avec stockage de glace (pour $A_{coll} = 30 \text{ m}^2$)	81
Figure 6.10 : Évolution de la température à l'entrée de la pompe à chaleur au cours de la troisième année d'opération pour le système 5 (BTES) et le système avec stockage latent (Glace).....	85

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

BTES	Borehole Thermal Energy Storage
COP	Coefficient de Performance
DHW	Domestic Hot Water
DST	Duct ground heat Storage
ECS	Eau Chaude Sanitaire
GSHP	Ground Source Heat Pump
HDPE	High Density Polyethylene
HP	Heat Pump
PCM	Phase Change Material
PV	Photovoltaïque
PV/T	Photovoltaïque-thermique
SPF	Seasonal Performance Factor
TRC	Thermal Resistance Capacity
TRNSYS	Transient Systems Simulation Program
A_{coll}	Surface totale de collecteurs thermiques [m ²]
A_{PVT}	Surface totale de capteurs PV/T [m ²]
B	Espacement entre les puits géothermiques [m]
$C_{p, glycol}$	Capacité thermique massique du fluide caloporteur [kJ/kg.K]
C_s	Capacité thermique volumétrique du sol [MJ/m ³ .K]
C_t	Capacité du réservoir de glace [kWh ou kJ]
$ConsoTot$	Consommation annuelle totale, production d'électricité exclue [kWh ou kJ]
$ConsoRéelle$	Consommation annuelle totale, production d'électricité incluse [kWh ou kJ]

D	Espacement entre les tuyaux du puits géothermique (<i>shank spacing</i>) [m]
D_i	Diamètre intérieur des tuyaux de HDPE du puits géothermique [m]
E_{aux1}	Consommation d'énergie du chauffage auxiliaire n°1 (chauffage bâtiment) [kWh ou kJ]
E_{aux2}	Consommation d'énergie du chauffage auxiliaire n°2 (chauffage ECS) [kWh ou kJ]
E_{HP}	Consommation d'énergie de la pompe à chaleur [kWh ou kJ]
E_L	Rayonnement solaire de grande longueur d'onde [W/m^2]
E_{Pi}	Consommation d'énergie de la pompe de circulation i [kWh ou kJ]
$E_{P1,HP}$	Consommation d'énergie de la pompe de circulation 1 durant les phases de fonctionnement de la pompe à chaleur [kWh ou kJ]
$E_{P1,coll}$	Consommation d'énergie de la pompe de circulation 1 durant les phases de fonctionnement des collecteurs thermiques [kWh ou kJ]
E_{PV}	Production d'électricité des capteurs PV/T [kWh]
G''	Rayonnement solaire net incident, tenant compte du rayonnement de grande longueur d'onde [W/m^2]
G_t	Rayonnement solaire global incident sur la surface [W/m^2]
h_{fusion}	Enthalpie de fusion de l'eau [kJ/kg]
h_{top}	Coefficient de convection dû au vent sur le dessus des capteurs PV/T (<i>top heat loss coefficient</i>) [$W/m^2.K$]
H	Profondeur des puits géothermiques [m]
$IceFraction$	Fraction de glace du réservoir [-]
$IceFraction_t$	Fraction de glace du réservoir au pas de temps actuel [-]
$IceFraction_{t-1}$	Fraction de glace du réservoir au pas de temps précédent [-]
k, k_{ground}, k_{sol}	Conductivité thermique du sol [$W/m.K$]

k_{grout}	Conductivité thermique du coulis [W/m.K]
L_{eau}	Chaleur latente de fusion de l'eau [kJ/kg]
m_{eau}	Masse d'eau contenue dans le réservoir [m ³]
\dot{m}_{glycol}	Débit massique de fluide caloporteur dans le réservoir de glace [kg/h]
\dot{m}_{load}	Débit massique de fluide caloporteur côté charge de la pompe à chaleur [kg/h]
\dot{m}_{source}	Débit massique de fluide caloporteur côté source de la pompe à chaleur [kg/h]
NB_{puits}	Nombre de puits du BTES [-]
$\Delta P_{p\grave{a}c}$	Pertes de charge dans la pompe à chaleur [kPa]
ΔP_{coll}	Pertes de charge dans les collecteurs thermiques [kPa]
ΔP_{tank}	Pertes de charges dans le réservoir de glace [kPa]
r_{BTES}	Rayon du volume de stockage saisonnier [m]
r_b	Rayon du puits géothermique [m]
r_i	Rayon interne des tuyaux de HDPE du puits géothermique [m]
r_o	Rayon externe des tuyaux de HDPE du puits géothermique [m]
r_1	Rayon du volume de stockage attribuable à chaque puits [m]
Δt	Durée du pas de temps de la simulation [h ou s]
T_a	Température de l'air extérieur [°C]
T_{B-tank}	Température du fond du réservoir tampon [°C]
T_{DHW}	Température du fond du réservoir d'eau chaude sanitaire [°C]
T_{fusion}	Température de fusion de la glace [°C]
$T_{in,glycol}$	Température du fluide caloporteur à l'entrée du réservoir de glace [°C]
$T_{out,coll}$	Température du fluide caloporteur à la sortie des collecteurs thermiques [°C]
$T_{out,glycol}$	Température du fluide caloporteur à la sortie du réservoir de glace [°C]
$T_{tank,ice}$	Température du réservoir de glace [°C]

$\dot{Q}_{\text{échangée}}$	Transfert de chaleur réel dans le réservoir de glace [kJ/h]
Q_{extraite}	Énergie extraite du stockage durant l'année [kJ ou GJ]
Q_{ground}	Charges au sol [kJ ou GJ]
Q_{HP}	Énergie produite par la pompe à chaleur [kWh ou kJ]
$Q_{\text{injectée}}$	Énergie injectée dans le stockage durant l'année [kJ ou GJ]
\dot{Q}_{max}	Transfert de chaleur maximum dans le réservoir de glace [kJ/h]
Q_{perdue}	Énergie perdue par le stockage durant l'année [kJ ou GJ]
$Q_{\text{stockée}}$	Énergie stockée durant l'année [kJ ou GJ]
V	Vitesse du vent [m/s]
V_{BTES}	Volume de stockage du BTES [m ³]
\dot{V}_{glycol}	Débit volumique de fluide caloporteur dans le réservoir de glace [L/s]
α	Absorptivité des capteurs solaires [-]
β	Angle d'inclinaison des panneaux solaires par rapport à l'horizontale [°]
ε	Efficacité de l'échange de chaleur dans le réservoir de glace [-]
η	Rendement des pompes de circulation [%]
ρ_{glycol}	Masse volumique du fluide caloporteur [kg/m ³]
σ	Constante de Boltzmann [W/m ² .K ⁴]

LISTE DES ANNEXES

Annexe A – Informations complémentaires sur le bâtiment et les capteurs solaires simulés.....	97
---	----

INTRODUCTION

Les systèmes géothermiques constituent aujourd'hui une alternative efficace aux autres systèmes conventionnels de chauffage et climatisation des bâtiments. Dans un système géothermique, le sol est utilisé comme échangeur de chaleur pour puiser ou rejeter de l'énergie à partir d'un fluide caloporteur circulant dans des tuyaux enfouis sous terre. Les systèmes géothermiques les plus communs sont les systèmes basse température ($< 30^{\circ}\text{C}$) et fonctionnent par l'intermédiaire d'une pompe à chaleur permettant d'accroître la température du fluide avant de l'utiliser pour chauffer le bâtiment. Grâce à la faible température du sol, ces systèmes peuvent aussi être utilisés pour climatiser le bâtiment, le sol agissant alors comme milieu de rejet thermique.

Les performances d'une pompe à chaleur géothermique dépendent de la température du sol autour du ou des puits géothermiques. Or, dans les climats dominés par une demande en chauffage, les charges au sol sont déséquilibrées : la quantité d'énergie extraite du sol lors des phases de chauffage est plus importante que celle injectée en période de climatisation. La température du sol décroît alors progressivement année après année entraînant une diminution de l'efficacité de la pompe à chaleur.

Dans le but de remédier au déséquilibre des charges au sol et donc d'éviter la réduction des performances du système, il peut être intéressant d'effectuer une recharge thermique du sol. Pour cela, une solution consiste à injecter de la chaleur dans le puits géothermique depuis des collecteurs solaires thermiques. Cette méthode pourrait également permettre d'améliorer l'efficacité du système dès la première année d'opération en augmentant la température du sol autour du puits au-delà de la température du sol non perturbé.

Cependant, pour les applications résidentielles, les besoins en chauffage d'un bâtiment sont déphasés par rapport à la disponibilité de l'énergie solaire. Les pics de demande en chauffage ont généralement lieu le soir alors que le soleil est déjà bas. De même, les charges de chauffage sont les plus importantes en hiver tandis que l'énergie solaire est principalement disponible en été. Il serait donc intéressant de stocker l'énergie thermique produite afin de l'utiliser lorsque le bâtiment en a besoin. Deux types de stockages thermiques existent : le stockage thermique à court terme, consistant à collecter de l'énergie durant la journée et à la restituer lorsqu'aucune énergie solaire n'est disponible et le stockage thermique à long terme, aussi appelé stockage thermique saisonnier puisqu'il consiste à stocker l'énergie solaire thermique collectée durant l'été pour la restituer

l'hiver lorsque les besoins en chauffage sont les plus importants. Des puits géothermiques peuvent être utilisés pour réaliser du stockage thermique, dans ce cas le sol agit alors comme milieu de stockage.

Le stockage thermique saisonnier par puits géothermiques a déjà été réalisé pour de nombreux systèmes, principalement à grande échelle pour des communautés solaires ou des bâtiments commerciaux. Un des exemples les plus connus au Canada est la communauté solaire de Drake Landing située en Alberta. En revanche, la possibilité d'utiliser ce type de stockage à plus petite échelle, une maison unifamiliale par exemple, n'a pas été étudiée aussi largement.

Le premier objectif de cette étude est d'évaluer l'impact de l'injection de chaleur dans un puits géothermique sur les performances énergétiques globales du système de chauffage d'une maison unifamiliale. L'injection de chaleur se fait à partir de panneaux photovoltaïques-thermiques (PV/T) présentant l'avantage de produire à la fois de l'énergie thermique et de l'électricité. Le système est modélisé dans l'environnement de simulation TRNSYS puis comparé à un système de pompe à chaleur géothermique conventionnel, c'est-à-dire sans injection de chaleur.

Le deuxième objectif de cette étude est d'analyser la possibilité de réaliser un stockage thermique saisonnier par puits géothermiques à l'échelle résidentielle. Le stockage est constitué de multiples puits de faible profondeur possédant chacun deux tubes en U : l'un connecté à une pompe à chaleur géothermique et l'autre à des panneaux PV/T. Le champ de puits comporte alors deux circuits indépendants permettant la charge et la décharge du stockage de manière simultanée.

Enfin, le dernier objectif de ce mémoire est d'examiner les performances énergétiques pouvant être obtenues avec un stockage latent sous forme de glace. Ce type de stockage permet d'emmagasiner de l'énergie avec une haute densité en utilisant la chaleur latente de solidification de l'eau. Il s'agit alors ici de comparer le stockage latent sous forme de glace au stockage de type BTES afin d'évaluer les avantages et inconvénients des deux configurations.

Ce mémoire est divisé en 7 chapitres et se présente sous la forme d'un mémoire par articles. Le Chapitre 1 a pour but d'apporter les éléments nécessaires à la compréhension de ce mémoire en termes de systèmes géothermiques et de panneaux PV/T. Le Chapitre 2 établit une revue de la littérature relative à la recharge du sol par l'utilisation de collecteurs solaires thermiques ainsi qu'aux systèmes de stockage thermique saisonnier. Le Chapitre 3 décrit les objectifs de ce mémoire et indique la cohérence des articles par rapport aux objectifs du travail de recherche. Ensuite, le

premier article présenté lors de la *2016 ASHRAE Winter Conference* est exposé au Chapitre 4 alors que le second, présenté à la conférence *eSim 2016*, est présenté au Chapitre 5. Le Chapitre 6 comporte des résultats supplémentaires concernant ces deux articles ainsi qu'une comparaison du stockage résidentiel par puits géothermiques à un stockage sous forme de glace. Enfin, le Chapitre 7 propose une discussion générale des résultats obtenus. Ce chapitre est suivi d'une conclusion identifiant les limites du travail de recherche et les recommandations pour les futurs travaux.

CHAPITRE 1 GÉNÉRALITÉS

Ce chapitre a pour but d'apporter les éléments nécessaires à la compréhension de ce mémoire. Il explique notamment le fonctionnement d'un système géothermique vertical en boucle fermée ainsi que celui de panneaux solaires photovoltaïques-thermiques.

1.1 Systèmes géothermiques verticaux en boucle fermée

La géothermie est une technologie qui consiste à utiliser l'énergie thermique contenue dans le sol. Le sol peut alors servir de milieu de rejet thermique ou bien comme une source d'énergie. Plusieurs types de géothermies existent, divisées en fonction de la température disponible :

- La géothermie haute température ($> 150^{\circ}\text{C}$), disponible à plusieurs kilomètres de profondeur et utilisée pour la production d'électricité ;
- La géothermie moyenne température (entre 30 et 150°C) pouvant être utilisée directement pour le chauffage et la climatisation. Elle se trouve généralement dans des systèmes de stockage tels que des aquifères, c'est-à-dire des nappes phréatiques souterraines, ou des stockages par puits géothermiques ;
- La géothermie basse température ($< 30^{\circ}\text{C}$), nécessitant l'emploi d'une pompe à chaleur afin d'augmenter le niveau de température pour les applications de chauffage. Les échangeurs géothermiques peuvent être disposés de manière horizontale ou verticale, ces derniers pouvant atteindre quelques centaines de mètres de profondeur.

Pour les besoins de la présente étude, seuls les systèmes géothermiques basse température à puits géothermiques verticaux seront détaillés ici.

Un tel système se présente sous la forme décrite à la Figure 1.1. Un fluide caloporteur, généralement un mélange d'eau et d'antigel, circule dans le puits où il se réchauffe ou se refroidit. Le puits agit alors comme un échangeur de chaleur entre le sol et le fluide caloporteur. Quant à elle, la pompe à chaleur sert d'intermédiaire entre le puits et le circuit de distribution du bâtiment.

En phase de chauffage, la pompe à chaleur puise de l'énergie du sol et fournit de la chaleur au bâtiment (Q_{ground} et Q_{HP} sur la Figure 1.1, respectivement) grâce au travail du compresseur. En phase de climatisation, elle permet d'extraire de la chaleur du bâtiment afin de la rejeter dans le puits.

Le coefficient de performance (COP) d'une pompe à chaleur est égal au rapport entre l'énergie fournie ou extraite du bâtiment et l'énergie nécessaire à son fonctionnement, c'est-à-dire l'énergie à apporter au compresseur. Ainsi, en phase de chauffage, il se calcule selon l'équation suivante, Q_{HP} et E_{HP} étant définis sur la Figure 1.1 :

$$COP = \frac{Q_{HP}}{E_{HP}} \quad (1.1)$$

Typiquement, le COP d'une pompe à chaleur géothermique est compris entre 2 et 6. Il varie en fonction de l'écart entre les températures du fluide circulant dans le puits et celui du circuit de distribution du bâtiment. Plus la différence est faible, meilleur est le COP.

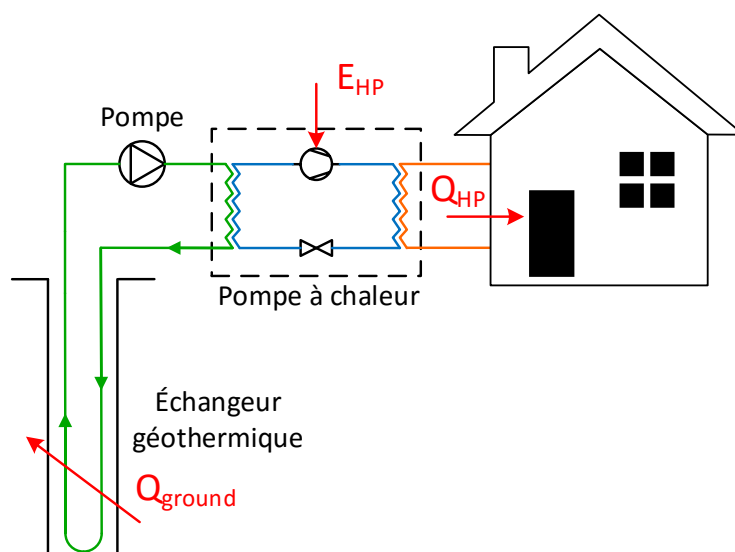


Figure 1.1 : Schéma d'une pompe à chaleur géothermique eau-eau en mode chauffage

Plusieurs paramètres géologiques sont importants pour le design et l'opération des systèmes géothermiques. Le premier est la conductivité thermique du sol, k_{sol} , exprimée en W/m.K. Elle est directement liée au transfert de chaleur par conduction dans le sol. Typiquement, k_{sol} est comprise en 1 et 4 W/m.K. Avoir un sol de conductivité thermique élevée est bénéfique pour les systèmes géothermiques conventionnels puisque la régénération thermique du sol est rapide après une période d'extraction de chaleur. En revanche, cela peut être pénalisant dans le cas d'un système

géothermique destiné au stockage de chaleur, les pertes de chaleur du volume de stockage étant alors plus importantes.

Le second paramètre géologique est la capacité thermique volumétrique du sol, C_s , exprimée en MJ/m³.K. Elle représente la capacité du sol à emmagasiner de l'énergie dans un volume donné. Typiquement, C_s est comprise en 1 et 4 MJ/m³.K. Avoir une capacité thermique volumétrique élevée pour un système de stockage implique qu'une plus grande quantité d'énergie peut être stockée pour chaque élévation d'un degré de la température du sol.

Enfin, le dernier paramètre est la température du sol, exprimée en °C. Elle varie non seulement d'une région à une autre, mais aussi en fonction de la profondeur sous la surface. Pour les 10 à 15 premiers mètres de profondeur, la température du sol est influencée par les variations de température extérieures et varie au cours de l'année selon l'Équation 1.2. Ces variations sont présentées sur la Figure 1.2. Au-delà de 15 m de profondeur, la température du sol est pratiquement constante, l'influence des saisons étant alors négligeable. Ce paramètre est important puisqu'il détermine l'importance du transfert de chaleur entre le sol et le fluide caloporteur. Avoir une température du sol élevée est avantageux lorsque le système opère en mode chauffage puisque cela implique que le fluide caloporteur peut atteindre de plus hautes températures, d'où de meilleures performances au niveau de la pompe à chaleur.

$$T(x, t) = T_m - T_0 \cdot e^{-x\sqrt{\frac{\omega}{2\alpha}}} \cdot \cos\left(\omega(t - t_{\text{decalage}}) - x\sqrt{\frac{\omega}{2\alpha}}\right) \quad (1.2)$$

Où :

x est la profondeur sous la surface [m]

t est le temps [jour]

T_m est la température extérieure moyenne sur l'année [°C]

T_0 est l'amplitude de la température extérieure sur l'année [°C]

$\omega = \frac{2\pi}{365}$ est la pulsation de la variation sinusoïdale [rad/jour]

α est la diffusivité thermique du sol [m²/jour]

t_{decalage} est le jour de l'année pour lequel la température est minimale [°C]

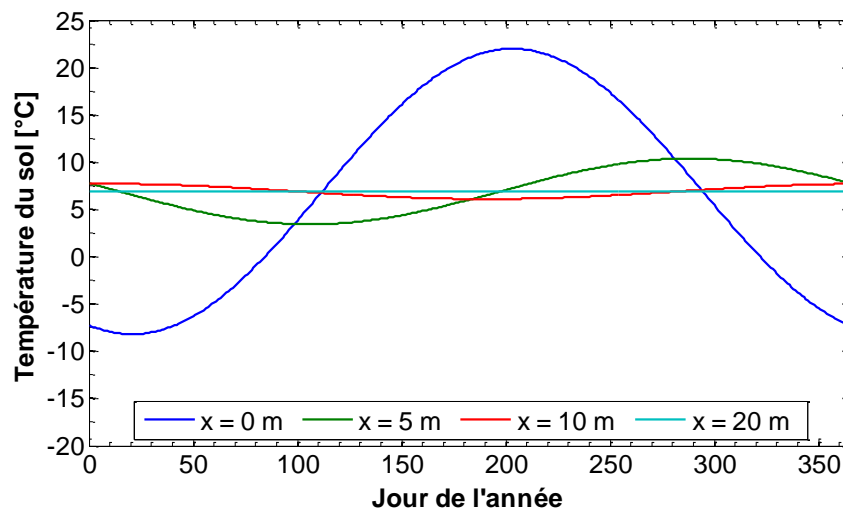


Figure 1.2 : Température du sol à Montréal pour différentes profondeurs x sous la surface selon l'Équation 1.2

Deux types de configurations sont principalement utilisées pour les puits géothermiques verticaux. Celles-ci sont présentées sur la Figure 1.3. Les puits à simple tube en U sont les plus courants en Amérique du Nord et ils présentent l'avantage d'être simple à installer. Les puits à double tubes en U quant à eux sont plus difficiles d'installation mais offrent la possibilité d'avoir deux circuits indépendants dans un même puits.



Figure 1.3 : Différents types de puits géothermiques verticaux en boucle fermée

1.2 Capteurs solaires photovoltaïques-thermiques

Les capteurs photovoltaïques-thermiques (PV/T) sont à présent disponibles sur le marché. Cette technologie est en développement depuis les années 1970 et a fait l'objet de nombreuses études. Comme le montre la Figure 1.4, les panneaux PV/T sont composés de la même manière que des collecteurs thermiques classiques sur lesquels sont disposées des cellules photovoltaïques (PV). Les capteurs PV/T produisent donc à la fois de l'énergie thermique et de l'électricité. Le fluide caloporteur employé peut être de l'air, de l'eau ou bien un mélange d'antigel et d'eau. De plus, tout comme les collecteurs thermiques, il existe des panneaux vitrés ou non-vitrés.

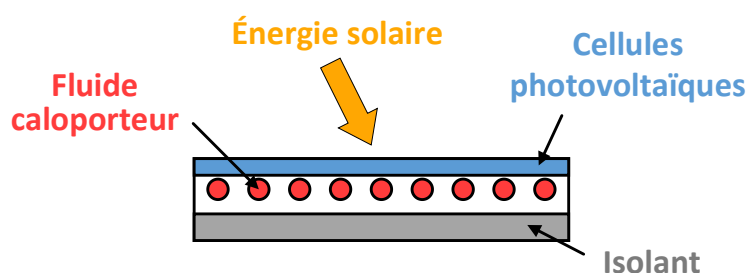


Figure 1.4 : Schéma d'un panneau photovoltaïque-thermique

Le fluide caloporteur circulant dans les tuyaux collecte une partie de l'énergie solaire excédentaire. Cela permet non seulement de réduire les pertes d'énergie par convection avec l'air ambiant mais également de refroidir les cellules PV. Ces dernières ayant un meilleur rendement lorsqu'elles opèrent à faible température, les capteurs PV/T possèdent un rendement électrique plus élevé que des cellules PV seules. En revanche, leur efficacité thermique est plus faible que celle de collecteurs solaires thermiques.

De plus, les panneaux PV/T présentent l'avantage de produire davantage d'énergie par unité de surface que des cellules PV ou des collecteurs thermiques seuls. Dans une étude sur le couplage de panneaux PV/T à une pompe à chaleur géothermique, Bakker et al. (2005) ont montré que 25 m² de capteurs PV/T génèrent autant d'énergie que 26 m² de cellules PV et 7 m² de collecteurs thermiques combinés. L'utilisation de panneaux PV/T peut donc être intéressante pour les systèmes disposant de peu de surface pour l'installation de panneaux solaires.

Dans la plupart des cas, les panneaux solaires sont orientés de sorte à faire face au Sud dans l'hémisphère Nord et au Nord pour l'hémisphère Sud. Leur inclinaison par rapport à l'horizontale est généralement choisie égale à la latitude du lieu où ils se trouvent, soit 45° pour Montréal. En revanche, il peut s'avérer bénéfique d'optimiser cette inclinaison en fonction des besoins du système. Par exemple, une forte inclinaison par rapport à l'horizontale va favoriser la production d'énergie durant l'hiver au détriment de la période hivernale.

À titre d'information, la Figure 1.5 ci-dessous présente le rayonnement solaire total incident à Montréal pour une surface orientée vers le Sud et inclinée de 45° par rapport à l'horizontale. Il apparaît que l'énergie reçue est maximale au cours du mois de juillet avec 621 MJ/m^2 . De plus, l'énergie solaire incidente durant les mois de novembre et décembre est relativement faible comparée au reste de l'année avec seulement 212 MJ/m^2 et 228 MJ/m^2 , respectivement. Cela représente environ 200 MJ/m^2 en-dessous de la moyenne annuelle.

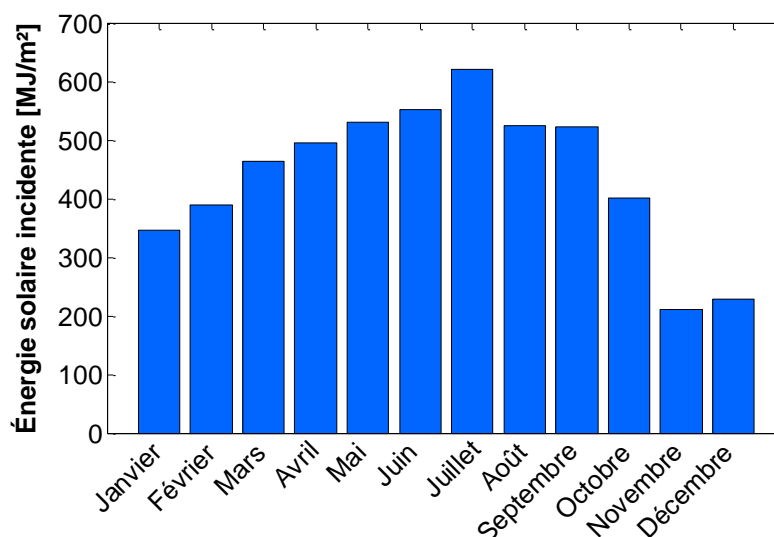


Figure 1.5 : Rayonnement solaire total incident à Montréal pour une surface orientée vers le Sud et inclinée de 45° par rapport à l'horizontale

1.3 Facteur de performance saisonnier

Comme mentionné dans la section 1.1, les performances d'une pompe à chaleur sont évaluées à l'aide de leur COP (Coefficient de Performance). Cependant, ce n'est pas toujours le meilleur indicateur des performances d'un système de pompe à chaleur géothermique. En effet, les systèmes géothermiques sont généralement associés à un chauffage auxiliaire tel qu'un chauffage électrique ou une chaudière. Celui-ci permet de combler une partie des besoins durant les périodes où la demande en chauffage est importante et donc de diminuer la capacité requise de la pompe à chaleur. De plus, ces systèmes requièrent l'utilisation de pompes et/ou de ventilateurs pour assurer la circulation du fluide caloporteur. Leur consommation énergétique n'est pas toujours négligeable et peut être déterminante pour le choix de paramètres tels que la profondeur des puits géothermiques ou le débit du fluide. Il est donc nécessaire de déterminer l'efficacité globale du système et non pas uniquement celle de la pompe à chaleur.

Nordman et Zottl (2011) ont proposé une méthode d'évaluation de ces performances en utilisant différentes frontières de calcul et donc plusieurs indicateurs. Cela permet de mettre en évidence les paramètres les plus importants lors de la conception du système. De plus, l'utilisation de ces indicateurs, appelés SPF (Seasonal Performance Factor), fait ressortir les éléments auxiliaires nuisant à l'efficacité du système. Ils représentent donc un outil intéressant dans le but d'obtenir des performances élevées. Plus de détails sur les SPF sont présentés dans le Chapitre 4.

CHAPITRE 2 REVUE DE LA LITTÉRATURE

Ce chapitre présente quelques-uns des travaux marquants réalisés en termes de recharge du sol par capteurs solaires thermiques ou de stockage thermique saisonnier.

2.1 Recharge du sol

Dans les climats tels que celui de Montréal où les charges de climatisation sont relativement faibles et la demande en chauffage est élevée, l'utilisation d'une pompe à chaleur géothermique implique donc l'extraction de grandes quantités d'énergie du sol. Comme le montre la Figure 2.1 ci-dessous, la température du sol autour du ou des puits géothermiques diminue suite à cette extraction d'énergie, réduisant alors peu à peu les performances de la pompe à chaleur. Afin d'augmenter la température du sol et d'améliorer les performances des systèmes de pompes à chaleur géothermiques, il a été proposé d'injecter dans le puits de l'énergie thermique produite par des collecteurs solaires. De plus, cela pourrait éventuellement permettre de réduire la profondeur du puits et ainsi rendre le système plus économique.

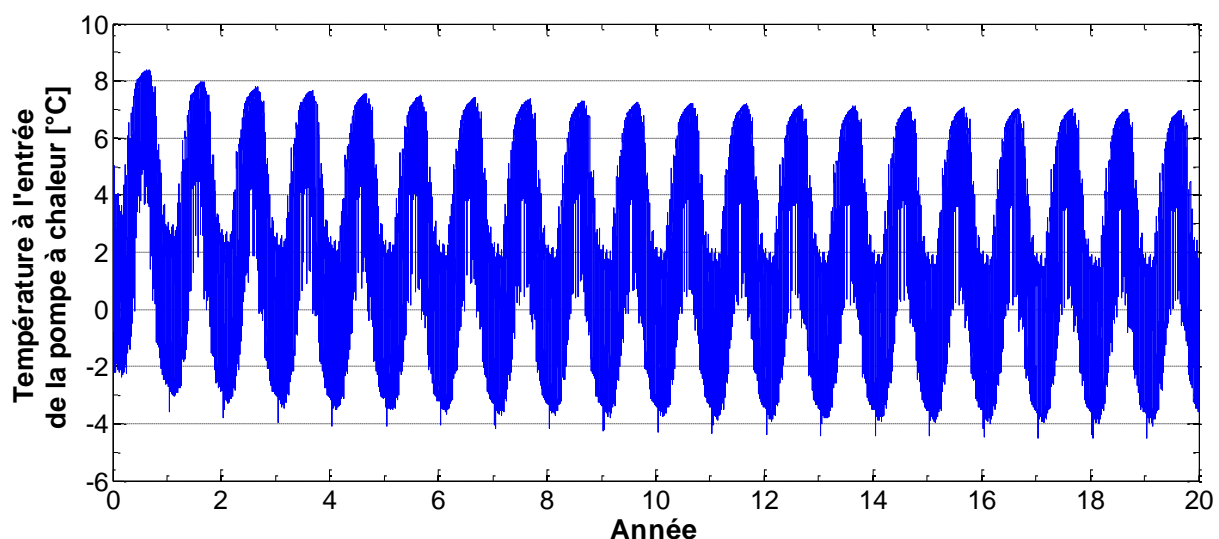


Figure 2.1 : Exemple d'évolution de la température à l'entrée d'une pompe à chaleur géothermique pendant 20 ans d'opération (Brischoux & Bernier, 2016a)

Chiasson et Yavuzturk (2003) se sont penchés sur l'analyse d'un système géothermique/solaire pour une école. Le fluide caloporteur circulant dans les puits est couplé à des collecteurs solaires par l'intermédiaire d'un échangeur de chaleur à plaques. La simulation du système est réalisée sur 20 ans d'opération pour 6 villes américaines de climat et d'ensoleillement variés. Les résultats de cette analyse du coût sur le cycle de vie du système indiquent que, quelle que soit la ville d'étude, le système géothermique hybride solaire est une solution viable économiquement.

À l'échelle résidentielle, de nombreuses configurations ont été proposées. Quelques-unes d'entre elles sont détaillées dans le Tableau 2.1. Parmi celles-ci, Pahud et Lachal (2004) ont étudié un système résidentiel dans lequel une pompe à chaleur géothermique fournit l'énergie nécessaire à combler les besoins d'une maison unifamiliale. Des collecteurs solaires thermiques peuvent alimenter le réservoir d'eau chaude sanitaire ou le réservoir tampon destiné au chauffage des locaux. De plus, l'énergie thermique excédentaire produite par les capteurs solaires durant l'été est injectée dans le puits. L'injection annuelle d'énergie correspond à 20% de l'énergie extraite du sol par la pompe à chaleur. Les effets de cette injection se traduisent par une légère augmentation du COP annuel mais entraînent également une consommation d'énergie supplémentaire par la pompe faisant circuler le fluide des panneaux solaires dans les puits, ce qui vient presque annuler les économies d'énergie réalisées par l'augmentation du COP. En revanche, l'injection de chaleur permet d'éviter la surchauffe des collecteurs solaires en été.

Trillat-Berdal (2006) a réalisé l'étude d'un système solaire/géothermique pour une maison unifamiliale située dans la région de Chambéry, en France. Dans ce système, les panneaux solaires peuvent fournir directement de l'énergie au plancher chauffant, au réservoir d'eau chaude sanitaire ou bien recharger le sol. Le système est simulé sous plusieurs modes d'opération. Les résultats montrent une légère amélioration des performances du système, la réduction du COP de la pompe à chaleur étant égale à 9% sans recharge du sol alors qu'elle est inférieure à 7% après 20 ans lorsque le taux de recharge thermique du sol est de 36%. Les économies d'énergie sont relativement faibles mais ce système permet d'éviter le gel du fluide caloporteur dans les tuyaux après 20 ans d'opération.

Tableau 2.1: Configuration de quelques systèmes avec injection de chaleur dans le sol depuis des capteurs solaires à l'échelle résidentielle

Étude	Pahud et Lachal (2004)	Trillat-Berdal (2006)	Kjellsson, Hellstrom et Perers (2010)	Eslami-Nejad et Bernier (2011)
Lieu	Lugano, Suisse	Région de Chambéry, France	Stockholm, Suède	Montréal, Canada
Besoins en chauffage [kWh/an]	≈ 30 000	≈ 13 900	≈ 26 000	≈ 11 900
Besoins en eau chaude sanitaire [kWh/an]	-	≈ 3 600	≈ 3 400	-
Nombre et profondeur des puits	3 puits de 80 m	2 puits de 90 m	1 puits de 60 à 250 m	1 puits de 95 à 142 m
Configuration des puits	doubles tubes en U	simple tube en U	simple tube en U	doubles tubes en U
Surface de capteurs solaires [m ²]	7.8 m ²	6 à 18 m ²	10 m ²	10 m ²

Kjellsson et al. (2010) ont examiné plusieurs manières d'utiliser des collecteurs thermiques avec une pompe à chaleur géothermique pour une maison située dans le climat de Stockholm, en Suède. Le système est simulé sur 20 ans pour différentes profondeurs du puits géothermique variant de 60 à 250 m. Cette étude montre que, pour le système étudié, l'utilisation de collecteurs thermiques est la plus bénéfique lorsqu'ils fournissent de l'énergie pour l'eau chaude sanitaire en été et rechargent le sol en hiver. De plus, la recharge du sol est particulièrement intéressante lorsque les puits sont sous-dimensionnés par rapport aux charges de chauffage du bâtiment. En revanche, pour un système bien dimensionné, l'injection d'énergie dans le sol durant l'été est peu utile si cette énergie n'est pas rapidement utilisée par la pompe à chaleur, la chaleur se diffusant rapidement vers le sol environnant.

De même, Eslami-Nejad et Bernier (2011) ont analysé l'impact de l'injection de chaleur dans un puits à partir de collecteurs thermiques à l'aide d'un puits à double tubes en U à circuits indépendants. L'injection et l'extraction de chaleur peuvent donc se faire de manière simultanée et ce système évite l'utilisation de vannes 3 voies, fréquemment responsables de dysfonctionnements. La consommation énergétique du système est légèrement réduite grâce à l'injection de chaleur mais représente peu sachant que l'énergie nette extraite est réduite de 67% par rapport à un système conventionnel. Cependant, pour une même consommation de la pompe à chaleur, le puits est 17.6% plus court que pour un système géothermique sans injection de chaleur.

Les quatre études décrites précédemment et présentées dans le Tableau 2.1 concluent que les économies d'énergie liées à l'injection de chaleur sont relativement faibles, en partie à cause de la consommation de la pompe de circulation responsable de l'injection dans le puits.

Bertram, Glembin et Rockendorf (2012) ont proposé un autre avantage à l'injection de chaleur : le refroidissement de panneaux PV/T. En effet, cette étude montre qu'en utilisant les capteurs PV/T à la fois comme source pour la pompe à chaleur et pour l'injection de chaleur dans le puits, leur production d'électricité augmente d'environ 4%. Cette utilisation des panneaux solaires assure la recharge du sol grâce à l'injection de chaleur mais cela permet également au sol de se régénérer naturellement. De plus, le SPF du système augmente au fil des ans. Une hausse de 9% est observée à la 1^{ère} année d'opération et d'environ 15% à la 20^{ème} année.

La recharge du sol par injection de chaleur depuis des collecteurs thermiques peut donc améliorer le COP des pompes à chaleur pour les systèmes géothermiques résidentiels, en particulier lorsque les puits sont sous-dimensionnés. De plus, elle peut permettre de réduire la profondeur du ou des puits et donc de réduire l'investissement de départ de ce type de système en termes de forage. Cependant, la recharge du sol engendre une consommation énergétique supplémentaire de la part de la pompe de circulation assurant l'injection, annulant alors une grande partie des économies réalisée grâce à l'augmentation du COP de la pompe à chaleur. Remplacer les collecteurs thermiques par des capteurs PV/T permet non seulement de produire de l'électricité pour compenser cette consommation additionnelle mais aussi d'augmenter le rendement des cellules PV.

2.2 Stockage thermique saisonnier

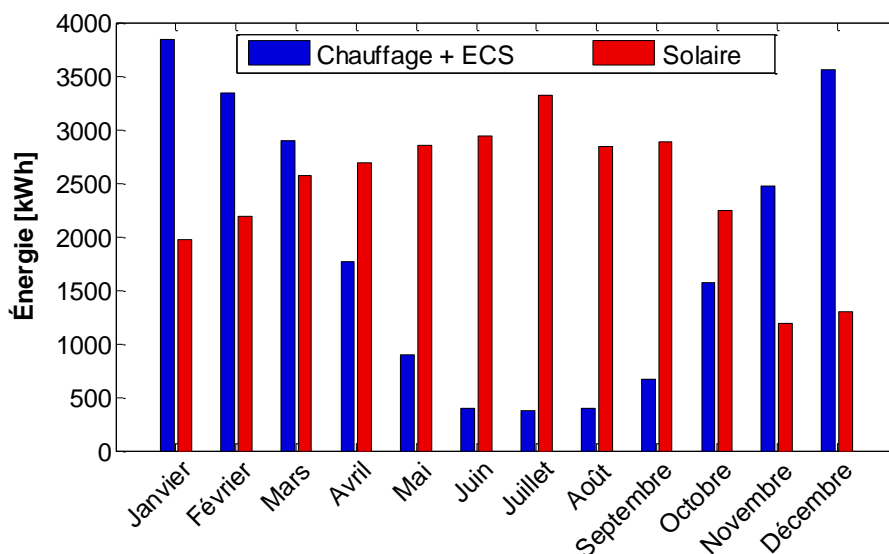


Figure 2.2 : En rouge : Rayonnement solaire incident sur une surface de 20 m² faisant face au Sud et inclinée de 45° par rapport à l'horizontale. En bleu : besoins en chauffage et eau chaude sanitaire (ECS) d'une maison unifamiliale typique située à Montréal, Canada

En raison du déphasage entre la demande en énergie des bâtiments et la disponibilité de l'énergie solaire (illustré sur la Figure 2.2 pour le bâtiment simulé dans cette étude), l'utilisation de panneaux solaires pour assurer les besoins en chauffage peut s'avérer limitée. Stocker l'énergie thermique excédentaire produite par les panneaux solaires, durant la journée ou durant l'été, se présente alors comme une solution intéressante pouvant permettre d'augmenter l'emploi des énergies renouvelables pour le chauffage des bâtiments.

Le guide sur le stockage thermique saisonnier écrit par Hadorn (1988) constitue un ouvrage de référence pour la conception de ce type de systèmes. Cet ouvrage traite non seulement de l'énergie solaire mais aussi de l'énergie résiduelle générée par des industries par exemple. De plus, il propose des méthodes de conception pour les ingénieurs, architectes et techniciens.

Pinel, Cruickshank, Beausoleil-Morrison et Wills (2011) ont établi une revue de la littérature concernant les méthodes disponibles pour le stockage thermique saisonnier de l'énergie solaire à l'échelle résidentielle. Ce document traite principalement du stockage thermique sensible. Le

stockage sensible peut être réalisé dans plusieurs milieux tels que le sol, un réservoir ou encore un aquifère. Bien que le stockage sensible soit le plus répandu actuellement, deux autres types de stockage existent : le stockage chimique et le stockage latent. Cette revue de la littérature traite également de l'importance de la stratification des stockages sensibles vis-à-vis de l'efficacité du système ainsi que des méthodes pouvant être utilisées pour améliorer cette stratification.

Hesaraki, Holmberg et Haghighat (2015) ont dressé une revue comparative des systèmes de stockages thermiques avec pompe à chaleur existants. L'emploi d'une pompe à chaleur permet d'assurer la demande en chauffage du bâtiment tout en conversant un stockage à basse température et donc de limiter les pertes de chaleur du stockage. Cela permet également d'obtenir un meilleur rendement des collecteurs thermiques puisqu'ils reçoivent un fluide à plus faible température. Les projets listés dans cette étude sont de taille diverse allant de maisons individuelles à de larges communautés solaires et des centres sportifs. Il est à noter qu'il y a relativement peu de projets à petite échelle.

2.2.1 Stockage par puits géothermiques

Le stockage thermique par puits géothermiques (Borehole Thermal Energy Storage (BTES) en anglais) a déjà été réalisé avec succès à l'échelle de communautés solaires. Par exemple, les systèmes de stockage d'Okotoks au Canada (Sibbitt et al., 2007), Anneberg en Suède (Nordell & Hellstrom, 2000) ou encore Attenkirchen en Allemagne (Reuss, Beuth, Schmidt, & Schoelkopf, 2006) assurent les besoins en chauffage de 52, 50 et 30 maisons unifamiliales, respectivement. L'énergie solaire est emmagasinée dans des BTES comportant une centaine de puits.

À l'échelle d'une seule maison individuelle, les systèmes géothermiques ne comportent généralement qu'un seul puits. Or, comme mentionné par Kjellsson et al. (2010), la chaleur injectée dans le puits géothermique durant l'été a peu d'influence sur les performances de la pompe à chaleur si cette énergie n'est pas rapidement utilisée. Augmenter la température du sol au-delà de sa température non perturbée engendre une diffusion de l'énergie injectée vers le sol autour du puits.

Lanini, Delaleux, Py, Olives et Nguyen (2014) ont étudié expérimentalement l'injection de chaleur dans un puits géothermique de 180 m de profondeur à doubles tubes en U. Les données recueillies lors de l'injection de chaleur depuis les 42 m² de collecteurs thermiques présentent une température

du puits jusqu'à 13°C plus élevée que la température du sol non perturbé. Cependant, le puits retourne à son état initial après seulement 6 jours sans injection. De plus, la majeure partie de l'énergie injectée durant la journée est perdue au cours de la nuit suivante. Un seul puits n'est donc pas adapté pour le stockage thermique saisonnier et il est nécessaire d'utiliser l'énergie rapidement pour qu'elle ne soit pas perdue.

Başer, Lu et McCartney (2015) sont arrivés à la même conclusion lors d'une étude expérimentale dans laquelle de l'énergie est injectée dans un regroupement de 5 puits de 9 m de profondeur. Ils recommandent l'utilisation d'un plus grand nombre de puits afin de réaliser un stockage thermique plus efficace.

Wang, Zheng, Zhang, Zhang et Yang (2010) ont examiné expérimentalement un système de stockage de type BTES pour une application résidentielle. Le bâtiment est une habitation individuelle de trois étages située à Harbin, en Chine. Deux champs de 12 puits de 50 m de profondeur et 50 m² de collecteurs solaires combinent les besoins du bâtiment. L'énergie thermique produite par les capteurs solaires entre mi-avril et mi-octobre est injectée dans le sol. Les résultats de cette expérience montrent qu'en opérant de cette manière, la température du champ de puits a augmenté d'environ 2°C par rapport à l'année précédente. Il semble donc possible de réaliser un stockage de type BTES à l'échelle d'une maison unifamiliale à condition de disposer de plusieurs puits géothermiques.

2.2.2 Stockage latent sous forme de glace

Le stockage thermique saisonnier de type latent constitue une alternative au stockage de type sensible. Cette méthode consiste à utiliser des matériaux à changement de phase, aussi appelés PCMs (Phase Change Materials), comme milieu de stockage. Ces matériaux passent de l'état liquide à l'état solide à température constante en libérant une grande quantité d'énergie associée à l'enthalpie de fusion. Grâce à cette énergie de changement de phase, il est possible d'emmagasiner de l'énergie avec une haute densité et ainsi de réduire le volume de stockage par rapport au stockage de type sensible. Les substances typiquement utilisées sont des paraffines, des alcanes, des sels ou encore de l'eau (Pinel et al., 2011). Cette dernière présente de nombreux avantages comparés aux autres PCMs : sa chaleur latente de fusion est élevée, égale à 333.55 kJ/kg, elle est peu coûteuse et enfin, elle n'est pas toxique pour l'environnement. L'évolution de son enthalpie en fonction de la température est présentée sur la Figure 2.3.

Dans le cas du chauffage d'un bâtiment, une pompe à chaleur prélève de l'énergie du réservoir d'eau, transformant alors l'eau en glace. Afin de recharger le stockage, une source de chaleur telle que des collecteurs solaires thermiques injectent de la chaleur dans le réservoir, faisant alors fondre la glace. L'avantage de l'utilisation d'un stockage de glace plutôt que d'un réservoir d'eau chaude réside principalement dans la réduction du volume du stockage. Ceci est dû d'une part à l'énergie libérée lors du changement de phase et d'autre part à la faible température du fluide qui limite les pertes de chaleur vers l'extérieur.

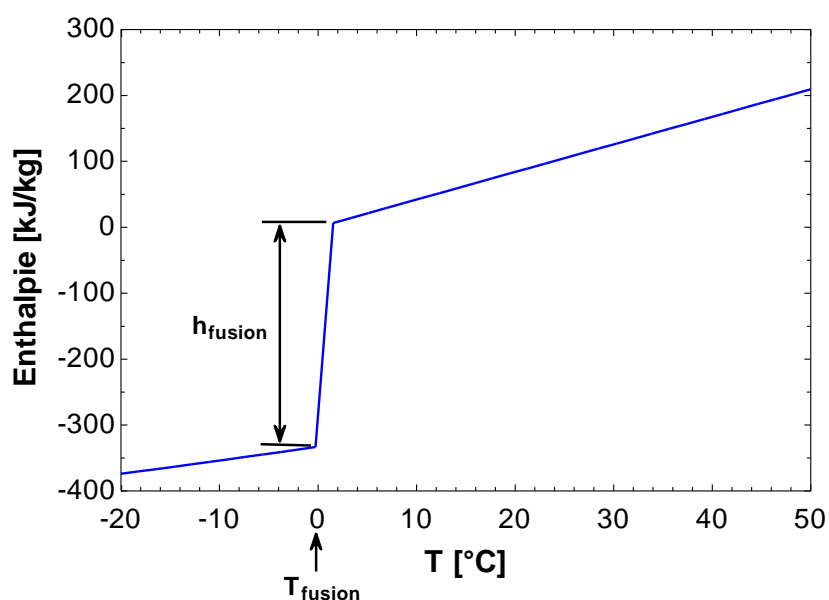


Figure 2.3 : Enthalpie de l'eau en fonction de la température

Trinkl, Zörner et Hanby (2009) ont étudié ce type de stockage pour une maison de 120 m² dont la demande en chauffage est de 7200 kWh/an, eau chaude sanitaire incluse. Le système simulé comporte deux réservoirs. Le premier est un réservoir d'eau chaude destinée au chauffage du bâtiment, alimenté par une pompe à chaleur et 30 m² de collecteurs solaires thermiques. Le second est un réservoir de stockage saisonnier de type latent de 12.5 m³. L'étude paramétrique comprise dans cette analyse sert à déterminer l'influence des différents paramètres du système. Les résultats montrent qu'une attention particulière doit être portée au volume du stockage de glace et à la surface de collecteurs thermiques, ces deux paramètres ayant une grande influence sur les performances du système.

Un système similaire situé dans le climat nordique de Montréal a été analysé par Tamasauskas, Poirier, Zmeureanu et Sunyé (2012). Une surface de 67 m² de capteurs thermiques alimentent une pompe à chaleur et un stockage de glace d'un volume de 32 m³. Les résultats montrent qu'un tel système permet de réduire la consommation d'énergie de 86% par rapport à un chauffage entièrement électrique. Si le stockage saisonnier était réalisé dans un réservoir d'eau chaude, ces économies seraient de l'ordre de 81%.

En effectuant des simulations pour des bâtiments de demande en chauffage variée, Winteler, Dott, Afjei et Hafner (2014) ont conclu que l'utilisation d'un stockage de glace permet d'obtenir des performances comparables à celles d'un système de pompe à chaleur géothermique et ce quel que soit le bâtiment analysé. Dans cette étude, le réservoir de stockage est enfoui dans le sol, permettant alors au sol de faire fondre la glace. Les résultats de l'analyse indiquent que ces gains de chaleur additionnels provenant du sol assurent une grande partie de la régénération du stockage durant l'hiver, empêchant la solidification de la totalité de l'eau du réservoir.

À l'échelle d'une maison individuelle, l'espace disponible pour l'installation des systèmes de stockage est généralement très limité. Le stockage de type latent pourrait donc constituer une alternative intéressante au stockage sensible afin de réduire le volume de stockage requis.

CHAPITRE 3 DÉMARCHE DE L'ENSEMBLE DU TRAVAIL DE RECHERCHE ET ORGANISATION GÉNÉRALE DU DOCUMENT

3.1 Objectifs du travail de recherche

Le sujet principal de ce travail de recherche est l'évaluation des bénéfices associés à l'injection de chaleur depuis des panneaux PV/T dans un ou plusieurs puits géothermiques utilisés pour combler les besoins en chauffage d'une maison unifamiliale. Ce mémoire comporte trois objectifs principaux pouvant chacun être décomposés en plusieurs étapes :

- Évaluer l'impact de l'injection de chaleur dans un puits géothermique sur les performances énergétiques du système de chauffage d'une maison unifamiliale située à Montréal :
 - Concevoir un système assurant le chauffage des locaux et de l'eau chaude sanitaire en limitant le nombre de contrôleurs nécessaires et le nombre de vannes 3 voies ;
 - Évaluer les performances énergétiques du système à l'aide de simulations numériques ;
 - Comparer les performances obtenues à celles d'un système de pompe à chaleur géothermique conventionnel assurant les mêmes besoins ;
 - Optimiser le système proposé afin de confirmer les tendances obtenues ;
 - Déterminer les éventuels éléments limitants du système.
- Examiner la possibilité de réaliser un stockage thermique saisonnier par puits géothermiques à l'échelle résidentielle :
 - Évaluer l'influence des paramètres géométriques et géologiques du stockage sur les performances du système ;
 - Comparer l'efficacité des systèmes géothermiques avec injection de chaleur dans le cas d'un ou plusieurs puits, c'est-à-dire avec ou sans stockage saisonnier ;
- Analyser les performances d'un système de chauffage résidentiel comportant un stockage thermique latent sous forme de glace :

- Examiner le rendement et la consommation énergétique pouvant être obtenus avec un stockage sous forme de glace ;
- Déterminer les limites et améliorations possibles du système proposé ;
- Comparer le stockage de glace au stockage de type BTES en termes de performances énergétiques et de configuration requise ;

3.2 Organisation du mémoire

Le Chapitre 4 présente le premier article intitulé « Coupling PV/T Collectors with a Ground-Source Heat Pump System in a Double U-tube Borehole » et présenté lors de la 2016 ASHRAE Winter Conference (Brischoux & Bernier, 2016a). L'article remplit en partie le premier objectif du mémoire en réalisant l'étude d'un système géothermique couplé à des panneaux PV/T par l'intermédiaire d'un puits à double tubes en U. Ce puits comporte deux circuits indépendants : l'un est connecté à une pompe à chaleur géothermique et l'autre à des panneaux PV/T. L'injection et l'extraction de chaleur du sol peuvent donc se faire de manière simultanée tout en utilisant des contrôles simples. Le système proposé est comparé à un système géothermique sans injection de chaleur comportant des cellules PV. Cela permet d'une part d'évaluer l'influence de l'injection de chaleur dans le puits sur l'efficacité de la pompe à chaleur et d'autre part, de quantifier l'effet du refroidissement des cellules PV par le fluide caloporteur sur leur production d'électricité.

Le Chapitre 5 contient le second article intitulé « Stockage thermique résidentiel par puits géothermiques » et présenté lors de la conférence eSim 2016 (Brischoux & Bernier, 2016b). Cet article se situe dans la continuité de l'article précédent. Il complète le premier objectif en présentant les résultats de l'optimisation du système à un puits et met en évidence les limites du système proposé. L'étude va également un peu plus loin en remplaçant le puits unique par un champ de puits de faible profondeur. La possibilité de réaliser un stockage de type BTES à l'échelle résidentielle est alors examinée pour différentes propriétés thermiques du sol.

Le Chapitre 6 comporte des résultats supplémentaires sur le système de stockage de type BTES du chapitre précédent, proposant une configuration plus réaliste du champ de puits afin de faciliter son implantation à l'échelle d'une maison unifamiliale. Ce système est également comparé à un système de stockage de glace, le but étant alors de déterminer quelles performances énergétiques peuvent être obtenues et quel est le volume de stockage requis.

Le Chapitre 7 propose une discussion générale des résultats obtenus. Ce chapitre est suivi d'une conclusion identifiant les limites du travail de recherche et les recommandations pour les futurs travaux.

Enfin, l'Annexe A apporte des informations complémentaires sur le bâtiment et les capteurs solaires simulés dans cette étude.

CHAPITRE 4 ARTICLE 1 : COUPLING PV/T COLLECTORS WITH A GROUND-SOURCE HEAT PUMP SYSTEM IN A DOUBLE U-TUBE BOREHOLE

Brischoux, P. & Bernier, M. (2016). Coupling PV/T Collectors with a Ground Source Heat Pump System in a Double U-tube Borehole. Paper presented at the 2016 ASHRAE Winter Conference, Orlando, FL, United States, January 23-27.

4.1 Abstract

This paper examines the possibility of using a double U-tube borehole as a heat exchanger between two independent circuits. One U-tube is linked to a 10 m² unglazed photovoltaic-thermal (PV/T) collector and the other to a water-to-water heat pump. The objective of the paper is to quantify the benefits of this proposed system on the seasonal performance factors (SPF) of a ground-source heat pump system used for space heating and domestic water heating of a house located in a northern climate. Results show that the proposed system provides 7.7% more electricity than an uncoupled system because the PV/T panels are cooled by the heat transfer fluid from the borehole. However, 81 kWh per year of energy is required to pump this fluid. The heat transferred from the PV/T panels to the borehole increases the average inlet temperature to the heat pump by about 1.5°C which translates into better coefficients of performance (COP) for the heat pump. However, the COP is not the best metric and SPFs, which include pumping energy, represent a better performance indicator. It is shown that the global value of the SPF increases from 2.82 to 2.88 when the reference system and the proposed system are compared.

4.2 Introduction

In this article, a double U-tube borehole is used to couple unglazed photovoltaic-thermal (PV/T) collectors and a ground-source heat pump (GSHP) system. The double U-tube acts as a heat exchanger between two independent circuits: one U-tube is linked to the PV/T collectors and the other to the heat pump. This arrangement provides two main advantages. First, the PV/T collectors

are cooled which increases the PV cells efficiency and electricity production. Secondly, the ground is thermally recharged which increases the inlet fluid temperature to the heat pump and consequently the coefficient of performance (COP) in heating. The objective of this paper is to quantify, using multi-year simulations, the energy benefits of this proposed configuration for a residential application where a ground-source heat pump system provides space heating and domestic hot water heating (DHW) for a house in a northern climate.

4.3 Literature review

For ground-source heat pump systems used in cold climates, unbalanced heating/cooling loads result in a reduction of the ground temperature surrounding boreholes thereby decreasing the heat pump performance. One solution to this problem is to use thermal solar collectors to recharge the ground. Bakker et al. (2005) examined the combination of PV/T collectors with a single U-tube borehole combined to a ground-coupled heat pump. They report that a 25 m² PV/T panel produces as much energy as a 26 m² thermal solar collector and a 7 m² PV panel combined. Furthermore, they observe that heat injection into the ground keeps the ground temperature constant. Trillat-Berdal (2006) showed that by using unglazed solar collectors to recharge the borehole, the COP of the heat pump is reduced by only 7% over a period of 20 years instead of 9% for a conventional GSHP. Pahud and Lachal (2004) analyzed a system providing space heating and domestic hot water to a single family house in Switzerland. Thermal solar collectors are used to produce DHW and excess solar energy is injected into a borehole. Their results show that the solar panels provide 20% of the heat extracted from the ground during one year, slightly increasing the COP of the heat pump. In addition, coupling the solar panels to the ground prevents solar collectors from overheating. However, the system requires an additional circulating pump, the electric consumption of which cancels out the energy saved by heat injection.

Eslami-Nejad and Bernier (2011) and Eslami-Nejad et al. (2009) coupled thermal solar collectors to a GSHP system using a four-pipe borehole with two independent U-tube circuits. The results of these studies indicate that the amount of energy extracted from the ground can be reduced by up to 67% using such a system. However, the heat pump energy consumption is only slightly reduced.

Kjellsson et al. (2010) concluded that when thermal solar collectors are used in combination with a ground-source heat pump, it is best to use the thermal solar collectors for DHW heating in the

summer and borehole recharging in the winter. Yang et al. (2015) examined experimentally the various possibilities of combining thermal solar collectors, a storage tank, a heat pump, and boreholes. The highest COP was achieved when the borehole outlet was linked to the solar storage tank and the storage tank outlet to the evaporator inlet and then back to the boreholes. However, pumping energy was not considered in their analysis. Man et al. (2011) analyzed a PV/T system used in nocturnal cooling mode. They showed that the cooling provided by the PV/T at night was not sufficient to reach the desired temperature. However, the cost of cooling was reduced by about 10% compared to a traditional system.

Bertram et al. (2012) concluded that the use of unglazed PV/T collectors as additional heat source in heat pump systems with borehole heat exchangers increased the PV/T yield by about 4%. The improvement in the value of the seasonal performance factor is 0.36 in the first year and 0.41 for the 20th year of operation.

4.4 Proposed configuration

The proposed configuration is presented on Figure 4.1. It is similar to the configuration used in a companion paper (Hache et al. 2016) except that a PV/T loop and a second U-tube in the borehole have been added to the system. A 10 kW (3 tons) water-to-water ground source heat pump is used to supply space heating and domestic hot water to a well-insulated 220 m² (2368 ft²) house. A three-way valve is used to divert the flow from one tank to the other with priority given to the buffer tank for space heating.

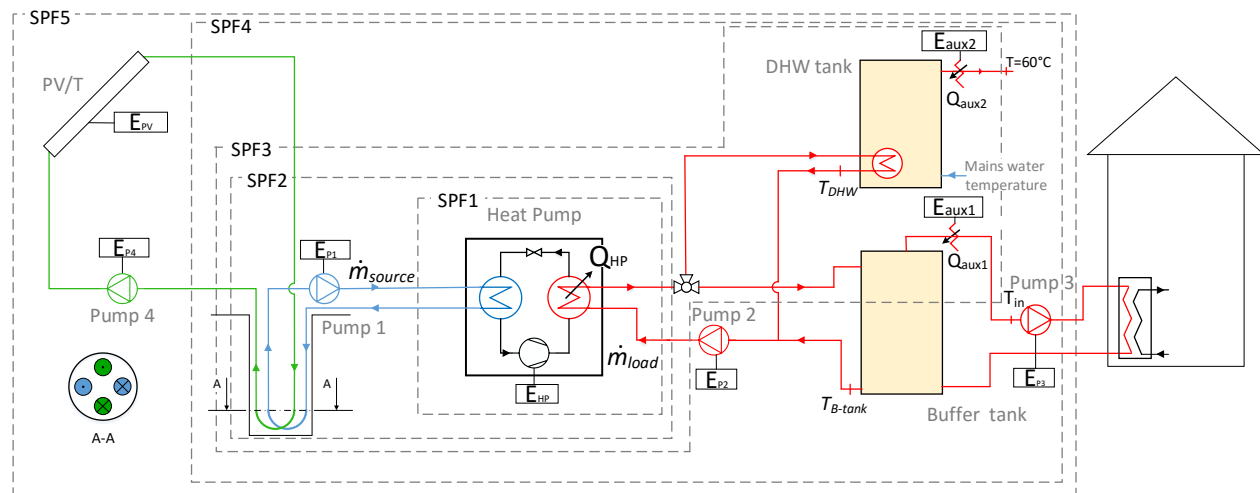


Figure 4.1 : Schematic diagram of the proposed system with a definition of the SPF boundaries.

When the return temperature from the DHW tank, T_{DHW} , falls below 45°C (113°F) then the heat pump is started along with pumps P1 and P2. Typically, the top temperature in the DHW tank is around 55°C (131°F) and a small amount of auxiliary heat is required to reach the desired temperature of 60°C (140°F). When the air temperature in the house drops below 21°C (69.8°F), pump P3 is activated. If the air temperature continues to drop then an auxiliary heater is energized at 20°C (68°F) to supplement the heat from the buffer tank. If the temperature in the bottom of the buffer tank, T_{B-tank} , drops below 30°C (86°F) then the heat pump as well as pumps P1 and P2 are activated. The resulting top temperature in the buffer tank is around 40°C (104°F) which is typically sufficient to provide about 85% of the annual space heating requirements; the rest is given by the auxiliary heater. Both the source and load flow rates are set to 0.28 L/s (4.5 gpm). Characteristics of the main components and operating conditions, including the assumed pressure drops in the various parts of the system, are detailed in Table 4.1.

The GSHP is linked to one of the U-tube of the geothermal borehole. The other U-tube is linked to unglazed PV/T collectors. Both circuits are independent. Four modes of operation are possible: i) Both circuits operate simultaneously and the borehole acts as a heat exchanger between the two circuits; ii) the thermal output of the PV/T is insufficient to recharge the ground and the heat pump is not operating so both circuits are inactive; iii) only the heat pump loop operates in which case the borehole takes its normal role of collecting heat from the ground; iv) only the PV/T is in operation to thermally recharge the borehole.

The studied building is a typical Canadian single-family house located in Montreal, Quebec. Peak demand for space heating is approximately 8.7 kW (29.7 kBTU/hr) and the annual house space heating requirement is ≈ 20800 kWh (≈ 71 MBTU). The daily domestic hot water consumption is 210 liters (55.5 gallons). The water draw profile is presented in the companion paper (Hache et al., 2016). On an annual basis, approximately 5000 kWh are required to heat the water from the water mains temperature to 60°C (140°F).

The working fluid circulating on the heat pump side of the borehole is propylene glycol (25%) in accordance to the system presented in the companion paper. On the PV/T side, methanol with a concentration of 40% is used. Such a high concentration is required due to the exposure of the solar panels to extreme cold weather ($\approx -30^\circ\text{C}$). The use of propylene glycol on the collector side would have led to laminar flow in the U-tube for certain conditions.

Table 4.1 : Characteristics of the Main Components and Operating Conditions

Parameter	Value	Unit
$\dot{m}_{source}, \dot{m}_{load}$	1034 (2280), 1008 (2222)	kg/h (lb/h)
$\dot{m}_{PV/T}$	600 (1320)	kg/h (lb/h)
P1 ($\eta=15\%$) Pressure drop	72 (236)	kPa (ft)
P2 ($\eta=10\%$) Pressure drop	16 (53)	kPa (ft)
P3 ($\eta=15\%$) Pressure drop	50 (164)	kPa (ft)
P4 ($\eta=10\%$) Pressure drop	25 (82)	kPa (ft)
Volume of DHW and buffer tanks	0.35 (93), 2 (528)	m ³ (gallons)
PV/T Area	10 (108)	m ² (ft ²)

4.5 Methodology

The energy performance of the system is assessed with multi-year simulations using TRNSYS (Klein et al. 2010) as the simulation engine. A comparison is made between the proposed system and a reference system. The reference system is identical to the proposed system except that the PV/T collectors are independent of the rest of the system and the borehole contains only one U-tube linked to the GSHP. Moreover, there is no fluid circulating in the PV/T collectors of the reference system, hence they act as regular PV collectors.

4.5.1 Models

Standard TRNSYS types are used in the simulation including TYPE741 for calculating pumping energy and TYPE534 for both tanks. The ground source heat pump is modeled using TYPE927 which determines the performance of the heat pump (capacity and power input) by interpolating in a performance map. Figure 4.2 gives the capacity and COP of the GSHP used here as a function of the entering water temperature on the source side for a fixed value of the load side temperature of 35°C (95°F). Both the capacity and COP increase with an increase of the entering water temperature on the source side.

The four-pipe ground heat exchanger model developed by Godefroy (2014) is used here. It is based on the TRC (Thermal Resistance Capacity) approach, thus fluid and grout thermal capacities are

accounted for. Furthermore, it can model two independent circuits such as the ones used here. The borehole characteristics are given in Table 4.2.

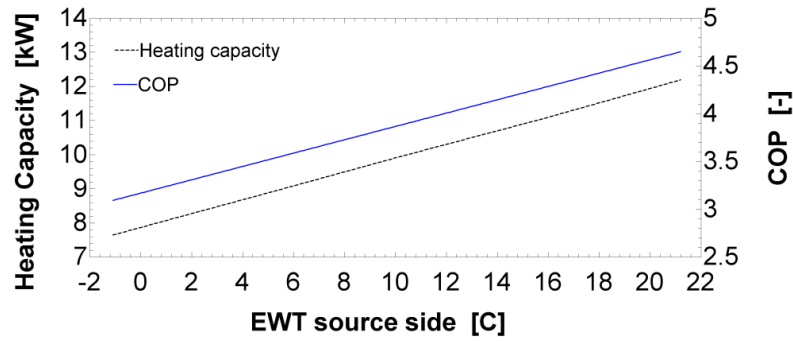


Figure 4.2 : Heat pump performances as a function of the fluid temperature on the source side.

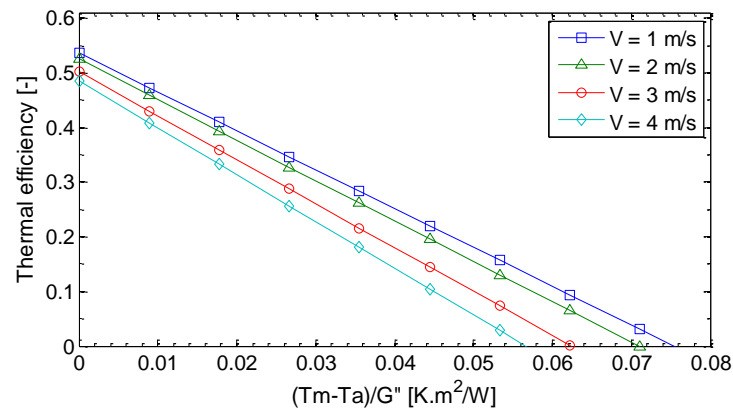


Figure 4.3 : Thermal efficiency of the PV/T collectors for different wind speeds.

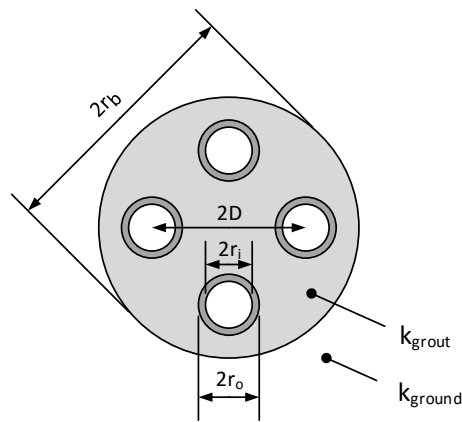


Figure 4.4 : Borehole Parameters

Table 4.2 : Borehole Parameters

Parameter	Value	Unit
Borehole length	140 (460)	m (ft)
Buried depth	1 (3.28)	m (ft)
Borehole diameter (2rb)	0.15 (6)	m (in)
Pipe outer diameter (2ro)	0.032 (1.25)	m (in)
Pipe inner diameter (2ri)	0.026 (1.0)	m (in)
Shank spacing (D)	0.04 (1.57)	m (in)
Ground thermal conductivity (kground)	2.22 (1.27)	W/m.K (Btu/h.ft.°F)
Grout thermal conductivity (kgROUT)	0.83 (0.48)	W/m.K (Btu/h.ft.°F)

In PV/T collectors, PV cells are mounted on top of an absorber plate with pipes welded to it. Fluid circulates through the pipes thereby collecting thermal energy and cooling the PV cells. In the proposed system, PV/T collectors are simulated using TRNSYS TYPE560 (TESS, 2004) with its default values except for the PV cells efficiency at reference conditions which is set to 15% and the flow rate which is equal to 60 kg/h (132 lb/h). The total surface of the collectors is equal to 10 m² (108 ft²). The slope of the collectors with respect to the horizontal is 60° to maximize the energy gain during the winter. The electrical and thermal efficiencies are calculated according to the EN 12975-2 standard (2006). Since the collectors are unglazed, the available solar energy per unit surface corresponds to the net irradiance G'' (incident solar radiation reduced by longwave radiation). Unglazed solar collectors are relatively sensitive to the wind velocity because the convective heat loss coefficient has a relatively important effect on the thermal efficiency. In the present case, the top loss coefficient is calculated at each time step according to Equation 4.1, proposed by Duffie and Beckman (2013):

$$h_{top} = \max\left[5, \frac{8.6V^{0.6}}{L^{0.4}}\right] \quad (4.1)$$

where V is the wind velocity taken from the weather file and L is the cubic root of the house volume, assumed equal to 8 m. The resulting thermal efficiency of the PV/T collector is shown on Figure

4.3. These performances are similar to a commercially-available unglazed PV/T collector (Solimpeks, 2015).

Pump P4 is activated when the difference between the PV/T outlet temperature and the average borehole wall temperature is higher than 10°C (18°F). It is turned off when this same temperature difference becomes lower than 3°C (5.4°F).

4.5.2 Seasonal Performance Factors

The efficiency of both the reference and proposed systems is evaluated using the concept of seasonal performance factors (SPF) which accounts for all the energy exchanges in the system within certain boundaries. These boundaries are identified in Figure 4.1. The four basic values of the SPF (SPF1 to SPF4) established by Nordman and Zottl (2011) are:

$$SPF1 = \frac{Q_{HP}}{E_{HP}} \quad (4.2)$$

$$SPF2 = \frac{Q_{HP}}{E_{HP} + E_{P1}} \quad (4.3)$$

$$SPF3 = \frac{Q_{HP} + Q_{aux1} + Q_{aux2}}{E_{HP} + E_{P1} + E_{aux1} + E_{aux2}} \quad (4.4)$$

$$SPF4 = \frac{Q_{HP} + Q_{aux1} + Q_{aux2}}{E_{HP} + E_{P1} + E_{P2} + E_{P3} + E_{aux1} + E_{aux2}} \quad (4.5)$$

Values of Q represent annual amounts of heat introduced into the system either from the heat pump, Q_{HP} , or from the two auxiliary heating elements, Q_{aux1} and Q_{aux2} . Values of E represent annual amounts of energy supplied to each component: E_{HP} for the heat pump, E_{P1} , E_{P2} , E_{P3} for the various circulating pumps, and E_{aux1} and E_{aux2} for the two electric heating elements. An additional SPF, denoted as SPF5, is proposed here to account for the PV/T loop:

$$SPF5 = \frac{Q_{HP} + Q_{aux1} + Q_{aux2}}{E_{HP} + E_{P1} + E_{P2} + E_{P3} + E_{aux1} + E_{aux2} + (E_{P4} - E_{PV})} \quad (4.6)$$

where the term in parenthesis in the denominator is the difference between the annual energy consumption of pump P4 and the annual electricity production of the PV/T collector. For the

reference system $E_{p4} = 0$. This definition is valid only if the total electricity consumption is higher than the electricity production from the PV/T.

4.6 Results and discussion

Both the reference and proposed systems are simulated for ten years with a 6 minute time step. The influence of the heat injection from the PV/T collectors on the heat pump entering temperature is shown on Figure 4.5. The average inlet temperatures over the 10 year period for the reference and proposed systems are 3.4 and 5.2°C (38.0 and 41.3°F), respectively. However, the difference between these two temperatures is not constant during the year. During the heating season, the inlet temperature is $\approx 0.5^\circ\text{C}$ ($\approx 0.9^\circ\text{F}$) higher with the proposed system when compared to the reference system. However, from May to the end of September, it is $\approx 2.7^\circ\text{C}$ ($\approx 4.9^\circ\text{F}$) higher on average. The minimum inlet temperatures for the proposed and reference systems are -3.6°C (25.5°F) and -4.3°C (24.3°F), respectively. Thus, heat injection from the PV/T limits the long-term ground temperature drop, albeit by a small amount.

As presented on Figure 4.6a, the amount of energy extracted from the ground during the first year is reduced by 29% from 14521 kWh (49.5 MBTU) for the reference system to 10339 kWh (35.3 MBTU) with the PV/T system. This is the result of heat exchanged between the two U-tubes when the PV/T loop is operating which reduces the heat requirements from the ground. The thermal energy from the solar panels reduces the energy extracted during the heating season by 11% on average. Furthermore, due to the relatively low heating load and the high solar energy availability in the summer, more energy is injected into the ground than is extracted. This is also reflected in the heat pump inlet temperature which reaches a maximum of 12°C (53.6°F), a value higher than the undisturbed ground temperature (10°C (50°F)).

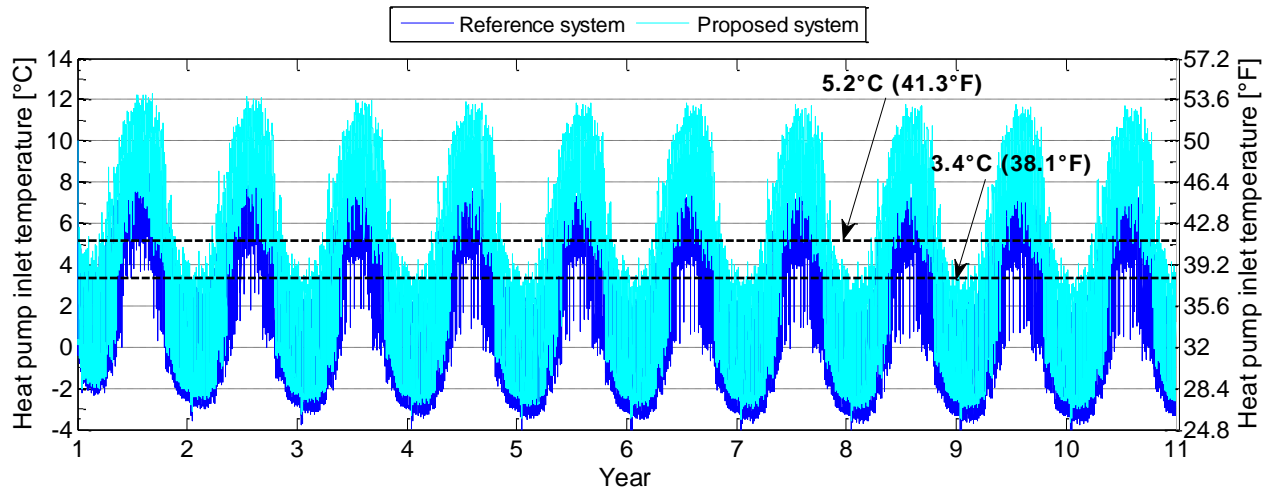


Figure 4.5 : Heat pump inlet temperature on the source side during 10 years operation of the system.

As expected, the circulation of the fluid in the PV/T collectors improves the electricity production, especially during the summer (see Figure 4.6b). The PV cells reach a maximum temperature of 40°C (104°F) with the proposed system and 70°C (158°F) for the reference system. The annual energy produced by the PV/T collectors is equal to 1562 kWh for the proposed system which is 7.7% higher than the 1450 kWh produced by the reference system.

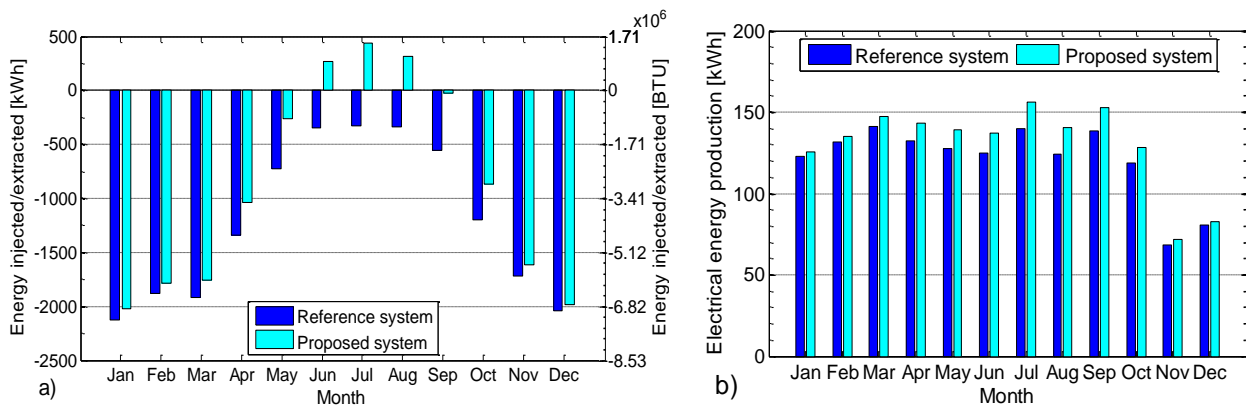


Figure 4.6 : (a) Energy injected/extracted from the ground and (b) PV cells electrical energy production for the first year of operation.

As shown on Figure 4.7a, the increase of the temperature entering the heat pump results in an improvement of the overall system efficiency: SPF5 changes from 2.82 to 2.88 for the first year, and from 2.73 to 2.81 for the tenth year of operation. SPF1 to SPF5 increase by 1.7% and 2.6% on average for the first and tenth year, respectively, in accordance to the evolution of the heat pump inlet temperature over the years. It is worth mentioning that the presence of PV cells improves the SPF: SPF5 is about 18% higher than SPF4 for both systems.

The improvement of the SPFs implies a reduction of the energy consumption. The first year annual energy consumption for space heating and DHW heating (with electricity production accounted for) is decreased by 1.9%: the reference and proposed system use 8215 kWh and 8060 kWh, respectively. More details on the energy consumption during the first year are presented in Table 4.3. The benefits of heat injection into the borehole is more apparent with time: for the tenth year, the energy consumption of the system is reduced by 2.7% with an energy consumption of 8497 kWh (29.0 MBTU) instead of 8269 kWh (28.2 MBTU).

Table 4.3 : Annual Energy Consumption/Production For the First Year [kWh]

System	Q _{HP}	E _{HP}	E _{AUX1}	E _{AUX2}	E _{P1}	E _{P2}	E _{P3}	E _{P4}	E _{PV}
Reference	20523	6145	2494	145	337	112	432	-	-1450
Proposed	20578	6046	2489	132	331	110	432	81	-1562

Figure 4.7b presents the results of a parametric study carried out on the following parameters: the shank spacing, the ground and the fill conductivity (D , k_{ground} and k_{grout} in Table 4.2, respectively). Each of these parameters has been reduced and increased below and above the values listed in Table 4.2. For example, a reduction of the shank spacing down to 65% of the value listed in Table 4.2 reduces the value of SPF5 by about 1.5%. The results presented in Figure 4.7b tend to indicate that the performance of the proposed system is not very sensitive to variations of D , k_{ground} and k_{grout} with changes of 2 to 3 % in the value of SPF5.

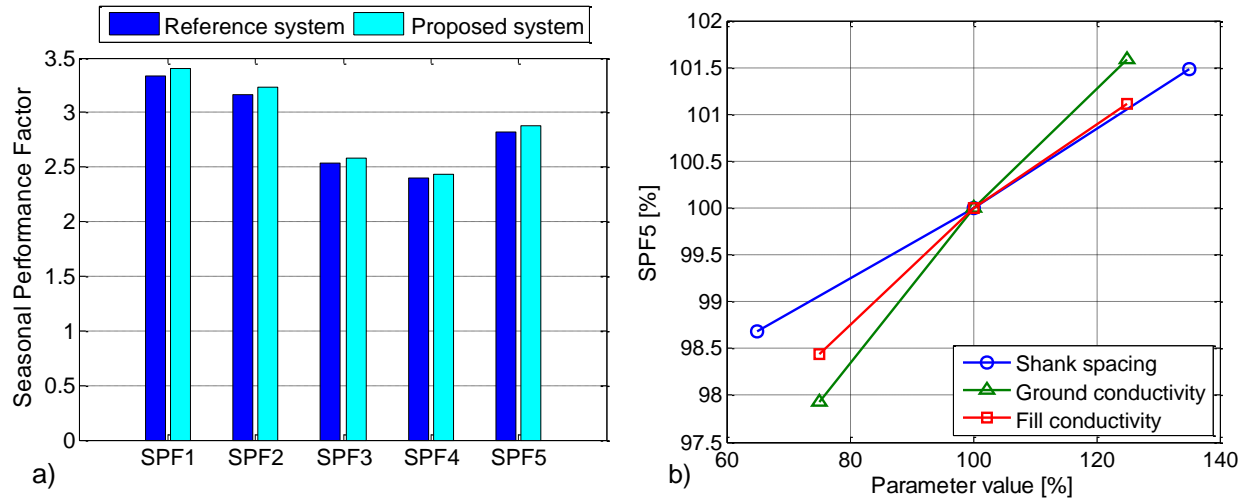


Figure 4.7 : (a) Annual SPF5 and (b) influence of the borehole parameters on the SPF5 of the proposed system.

The relatively small increase in the value of SPF5 between the reference and proposed systems observed in Figure 4.7a is due to several factors. First, exposure of the solar panels to high wind speeds and extreme cold temperatures during the heating season means that the working fluid rarely reaches the required temperature for the injection of heat into the borehole. Moreover, since there is only one borehole, the heat injected into the ground during the summer diffuses to the surroundings which reduces its availability for the next winter. These two effects can be indirectly observed using the results shown in Table 4.4 which presents the average SPF5 over the summer (from the beginning of May to the end of September) and over the heating season (from October to the end of April) for both systems. The performances of the proposed system are 16.8% higher on average during the summer. However, during the heating season they are only 2.5% higher. Given that the heating season represents the most important load, improving the efficiency during the summer has negligible repercussions on the overall efficiency of the system.

Table 4.4 : SPF1 and SPF5 for the Summer and Heating Seasons

	SPF1		SPF5	
	Reference system	Proposed system	Reference system	Proposed system
Summer	3.02	3.15	7.33	8.56
Heating season	3.40	3.46	2.84	2.91

4.7 Conclusion

The system presented in this study consists of PV/T collectors coupled to a GSHP using a double U-tube borehole with two independent circuits. The system is used to provide space heating and DHW for a typical residence located in a cold climate. The energy performances of this proposed system as well as the one of a reference system with no coupling of the PV/T to the ground are assessed using multi-year simulations in TRNSYS.

The traditional definition of the seasonal performance factors has been extended to include the electricity production of the collectors and the extra pumping energy. The results show that with 10 m² of PV/T, the SPF is increased from 2.82 to 2.88 compared to the reference system. The annual energy produced by the PV/T collectors is equal to 1562 kWh for the proposed system which is 7.7% higher than the 1450 kWh produced by the reference system. The amount of energy extracted from the ground by the heat pump in one year is reduced by 29% with the proposed configuration.

The unglazed PV/T collectors do not have a significant influence on the performance of the system during the heating season due to the cold weather which prevents the working fluid from heating up above the borehole temperature. Moreover, part of the heat injected in the ground during the summer diffuses to the surroundings reducing the availability of the injected heat to be used during the next winter.

It is believed that the performance of the proposed system could be improved using glazed PV/T collectors which could provide more heat into the borehole in winter. Furthermore, it might be preferable to use multiple shorter boreholes in series so as to form a radially stratified thermal storage to increase the storage of heat produced by the PV/T in the summer.

4.8 References

- Bakker, M., Zondag, H.A., Elswijk, M.J., Strootman, K.J., and M.J.M. Jong. 2005. Performance and costs of a roof-sized PV/thermal array combined with a ground coupled heat pump. *Solar Energy*, 78 (2):331-339.
- Bertram, E., Glembin, J., and G. Rockendorf. 2012. Unglazed PVT collectors as additional heat source in heat pump systems with borehole heat exchanger. *Energy Procedia*, 30:414-423.
- Duffie, J.A., and W.A. Beckman. 2013. *Solar Engineering of Thermal Processes (4th Edition)*, 163-166. Somerset, NJ, USA: John Wiley & Sons.
- European Standard. 2006. EN 12975-2: Thermal solar systems and components - Solar collectors - Part 2: Test methods.
- Eslami-Nejad, P., and M. Bernier. 2011. Coupling of geothermal heat pumps with thermal solar collectors using double U-tube boreholes with two independent circuits. *Applied Thermal Engineering*, 31 (14-15):3066-3077.
- Eslami-Nejad, P., Langlois, A., Chapuis, S., Bernier, M., and W. Faraj. 2009. Solar heat injection into boreholes. *Proceedings of the 4th Annual Canadian Solar Buildings Conference*. Toronto, Ontario, Canada, June 25-27, 2009.
- Godefroy, V. 2014. Elaboration et validation d'une suite évolutive de modèles d'échangeurs géothermiques verticaux. M.A.Sc., Département de Génie Mécanique, Ecole Polytechnique de Montréal, Montréal, Québec, Canada.
- Hache, N., Soudan, G., and M. Bernier. 2016. Energy use of ground-source heat pumps for various load temperatures. Submitted as a conference paper for the ASHRAE winter meeting, Orlando, 2016.
- Kjellsson, E., G. Hellström, and B. Perers. 2010. Optimization of systems with combination of ground-source heat pump and solar collectors in dwellings. *Energy*, 35:2667-2673.
- Klein, S.A. et al, 2010, TRNSYS 17: A Transient System Simulation Program, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, USA, <http://sel.me.wisc.edu/trnsys>.

- Man, Y., Yang, H., Spitler, J.D., and Z. Fang. 2011. Feasibility study on novel hybrid ground coupled heat pump system with nocturnal cooling radiator for cooling load dominated buildings. *Applied Energy*, 88 (11):4160-4171.
- Nordman, R., and A. Zottl. 2011. SEPOMO-Build-a European project on seasonal performance factor and monitoring for heat pump systems in the building sector. *REHVA Journal*: 56-61.
- Pahud, D., and B. Lachal. 2004. Mesure des performances thermiques d'une pompe à chaleur couplée sur des sondes géothermiques à Lugano (TI). Programme de recherche énergétique sur mandat de l'Office Fédéral de L'Energie (Suisse).
- Solimpeks. 2015. PV/T Hybrid Collectors. Accessed July 1 2015. <http://solimpeks.com.au/products/pvt-collectors/>.
- TESS, 2004. Type560: PV/T Collector; Interacting with Simple Zone Models. Madison, WI: Thermal Energy Systems Specialists.
- Trillat-Berdal, V. 2006. Intégration énergétique dans les bâtiments par l'utilisation combinée de l'énergie solaire et de la géothermie basse température. PhD, Génie Civil et Sciences de l'Habitat, Université de Savoie - Chambéry, France.
- Yang, W., L. Sun, and Y. Chen. 2015. Experimental investigations of the performance of a solar-ground source heat pump system operated in heating modes. *Energy and Buildings*, 89:97-111.

CHAPITRE 5 ARTICLE 2 : STOCKAGE THERMIQUE RÉSIDENTIEL PAR PUITS GÉOTHERMIQUES

Brischoux, P. & Bernier, M. (2016). Stockage thermique résidentiel par puits géothermiques. Paper presented at the 2016 eSim Conference, Hamilton, ON, Canada, May 3-6.

5.1 Abstract

Cet article analyse l'effet de l'injection de chaleur dans des puits géothermiques depuis des panneaux photovoltaïques-thermiques (PV/T) pour une maison unifamiliale située à Montréal. Les performances du système proposé sont évaluées à l'aide de simulations pluriannuelles sur le logiciel TRNSYS.

Lorsque le système ne comporte qu'un seul puits de 140 m, le facteur de performance saisonnier (SPF) obtenu par optimisation avec le logiciel GenOpt vaut 3.98 contre 3.85 pour un puits sans injection de chaleur. Les bénéfices de cette injection sont limités par la faible quantité d'énergie collectée par les capteurs PV/T durant la saison de chauffage. De plus, une partie de la chaleur injectée durant la période estivale est perdue vers le milieu environnant.

Le système est alors analysé en substituant le puits de 140 m par 15 puits de faible profondeur de sorte à créer un stockage de type BTES (Borehole Thermal Energy Storage). Le meilleur SPF obtenu avec une telle configuration vaut 4.75 pour la troisième année d'opération et 6.8 GJ d'énergie sont emmagasinés dans le champ de puits après un an de fonctionnement. En remplaçant les panneaux PV/T par des capteurs thermiques plans vitrés, le BTES stocke 55.7 GJ d'énergie au bout d'un an d'opération. Ceci permet alors d'obtenir une température minimale en entrée de la pompe à chaleur durant la troisième année de 13.2°C au lieu de -6.7°C pour un système à un seul puits sans injection de chaleur.

5.2 Introduction

Cet article se situe dans la continuité d'un travail précédent ayant pour objet le couplage de panneaux PV/T avec une pompe à chaleur par l'intermédiaire d'un puits géothermique à doubles tubes en U (Brischoux & Bernier, 2016a). Ce puits comporte deux tubes en U : l'un connecté à 10 m² de panneaux photovoltaïque-thermiques (PV/T) non vitrés et l'autre à une pompe à chaleur eau-eau. Le système ainsi constitué fournit de l'énergie au réservoir d'eau chaude domestique (ECS) ainsi qu'à un réservoir tampon, intermédiaire entre la pompe à chaleur et le système de distribution de l'habitation. Celle-ci est une maison unifamiliale typique située dans le climat nordique de Montréal. Cette configuration permet d'une part d'injecter de la chaleur dans les puits depuis les PV/T et d'en extraire à l'aide de la pompe à chaleur de manière simultanée et d'autre part de refroidir les cellules photovoltaïques des panneaux PV/T, ce qui augmente leur efficacité. L'injection de chaleur dans le puits géothermique a pour but de recharger le sol suite à l'extraction d'énergie nécessaire au chauffage du bâtiment. Éventuellement, cela pourrait également permettre d'atteindre des températures du fluide caloporteur plus élevées pour améliorer le coefficient de performance de la pompe à chaleur.

Les résultats de cette première étude (Brischoux & Bernier, 2016a) montrent que, pour la configuration choisie, l'injection de chaleur dans le puits géothermique ne permet pas d'augmenter de manière significative l'efficacité du système de chauffage du bâtiment, en particulier durant la période hivernale. En effet, durant cette période, le rendement thermique des panneaux solaires est limité par les très faibles températures extérieures et les vents de forte intensité. Peu d'énergie est donc injectée dans le puits durant la saison de chauffage, d'où des performances similaires à celles du système conventionnel. De plus, un seul puits géothermique pourrait éventuellement permettre de réaliser du stockage à court terme mais la diffusion rapide de la chaleur vers le milieu environnant rend difficile le stockage saisonnier. L'énergie injectée durant l'été qui n'est pas rapidement utilisée est alors perdue et n'influence que très peu les performances du système durant l'hiver.

En effet, Lanini et al. (2014) ont étudié expérimentalement l'injection de chaleur dans un puits géothermique. Une surface de 42 m² de collecteurs thermiques fournissent de l'énergie à un puits de 180 m de profondeur. La température du puits atteint des températures jusqu'à 13°C plus élevées que la température du sol non perturbé. En revanche, environ 95% de l'énergie injectée au cours

d'une journée est perdue durant la nuit. Un seul puits géothermique n'est donc pas adapté pour le stockage saisonnier. L'énergie doit donc être utilisée rapidement ou alors elle sera dissipée vers le milieu environnant.

Kjellsson et al. (2010) ont également observé que l'injection de chaleur dans un puits géothermique durant l'été est généralement peu bénéfique pour le système si l'énergie n'est pas rapidement utilisée par la pompe à chaleur. Başer et al. (2015) ont réalisé une étude expérimentale pour laquelle de l'énergie est injectée à un taux constant de 20 W/m dans un champ de 5 puits de 9 m de profondeur. Les résultats montrent qu'un plus grand nombre de puits serait nécessaire pour permettre de réaliser un stockage plus efficace.

Wang et al. (2010) ont analysé un système de stockage par puits géothermiques pour une habitation située à Harbin, Chine. Ce système comporte deux champs de 12 puits de 50 m de profondeur et 50 m² de collecteurs solaires. Ces deux éléments, connectés à une pompe à chaleur, assurent les besoins énergétiques du bâtiment. L'énergie solaire collectée par les capteurs solaires thermiques est injectée dans le sol de mi-avril à mi-octobre. Après un an d'opération du système, la température du champ de puits est environ 2°C plus élevée qu'à l'année précédente.

Le présent article va un peu plus loin en étudiant la possibilité de réaliser un stockage thermique saisonnier de type BTES (Borehole Thermal Energy Storage) à l'échelle résidentielle. Dans un premier temps, une optimisation du système proposé dans la première partie de l'étude est présentée dans le but de confirmer les tendances obtenues. Ensuite, le même système est étudié en remplaçant le puits géothermique par un champ de puits de faible profondeur ($\approx 10\text{-}20$ m) tel que montré sur la Figure 5.1. L'objectif est alors d'examiner la possibilité de réaliser un stockage thermique saisonnier de type BTES à l'échelle résidentielle afin d'augmenter la température à l'entrée de la pompe à chaleur durant la saison de chauffage et donc d'augmenter le rendement du système.

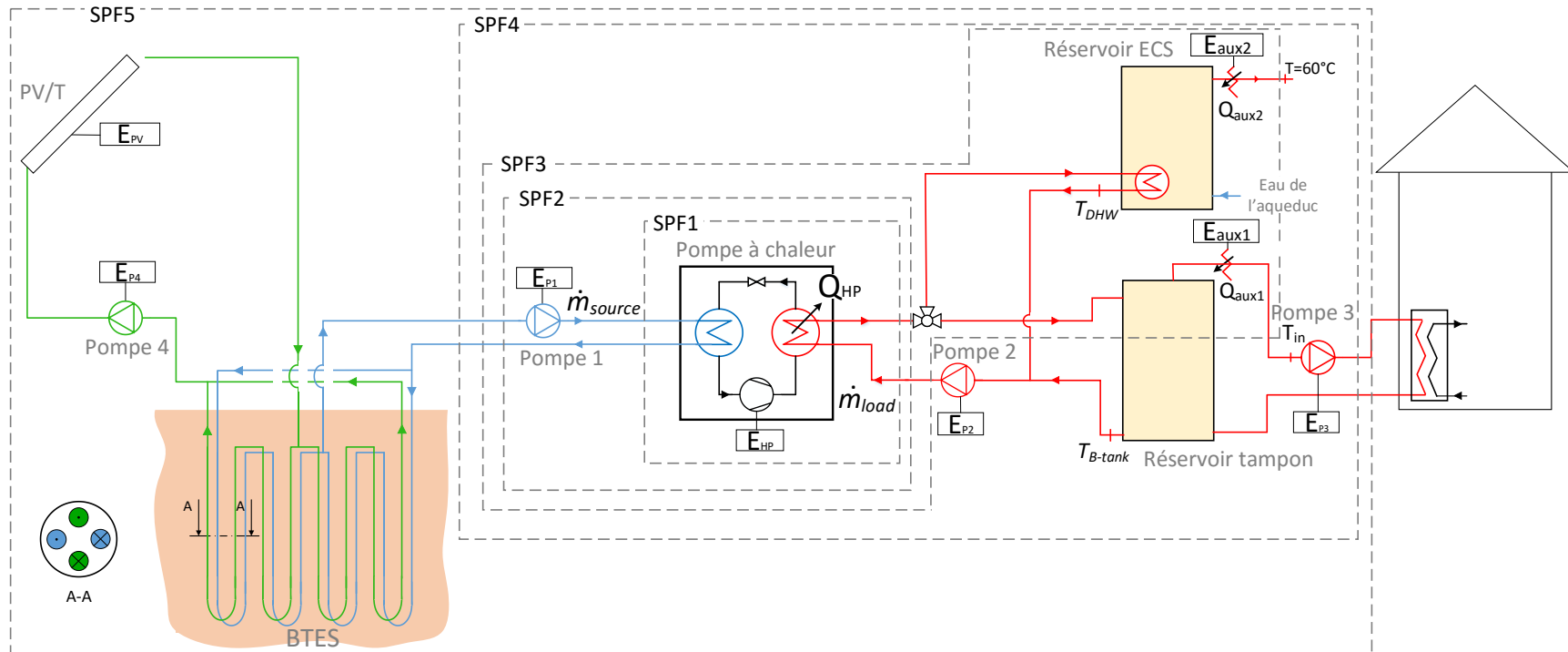


Figure 5.1 : Schéma du système proposé incluant la définition des facteurs de performance saisonniers (SPF)

5.3 Système avec un seul puits

5.3.1 Méthodologie

Le bâtiment choisi est une maison unifamiliale située dans le climat nordique de Montréal. Le système étudié comble les besoins en chauffage (≈ 20800 kWh/an) et en eau chaude domestique (≈ 5000 kWh/an) de l'habitation à l'aide d'une pompe à chaleur eau-eau. Celle-ci puise de la chaleur du sol pour chauffer deux réservoirs alimentés en parallèle. Le premier, d'une capacité de 2000 L, sert de réservoir tampon pour le système de distribution de l'habitation. Le second, d'une capacité de 350 L, n'est autre que le ballon d'eau chaude sanitaire. La pompe à chaleur alimente un seul réservoir à la fois, la priorité étant donnée au réservoir tampon. Ainsi, lorsque la température du fond du réservoir tampon est inférieure à la température de consigne, la pompe à chaleur lui fournit de l'énergie quelle que soit la température de l'autre réservoir. Si la température de consigne du réservoir tampon est atteinte, la pompe à chaleur fournit alors de l'énergie au réservoir d'eau chaude domestique si besoin est. Deux chauffages auxiliaires situés à la sortie des réservoirs côté charge (aux1 et aux2 sur la Figure 5.1) permettent d'assurer que la température de fonctionnement soit atteinte : 60°C pour le réservoir d'eau chaude sanitaire et 40°C pour le chauffage du bâtiment.

Les pompes de circulation 1 et 2 (voir Figure 5.1) fonctionnent uniquement si la pompe à chaleur est activée, soit lorsque l'un des réservoirs atteint une température inférieure à leur température de consigne. La pompe de circulation 3 est mise en marche dès que la température du bâtiment devient inférieure à 21°C . Enfin, la pompe de circulation 4 permettant l'injection de chaleur dans le puits depuis les panneaux PV/T se déclenche lorsque la température du fluide à la sortie des PV/T est supérieure de 10°C à la température en entrée de la pompe à chaleur côté source et reste en fonctionnement tant que cette différence de température est supérieure à 2°C . Afin d'éviter le gel du fluide caloporteur durant la saison de chauffage, un mélange d'eau et de méthanol à 40% est employé pour la boucle solaire. Du côté source de la pompe à chaleur, le fluide est du propylène glycol avec une concentration de 25%. Les capteurs PV/T sont tous connectés en parallèle.

Le système est simulé à l'aide du logiciel TRNSYS (Klein et al., 2010) avec un pas de temps de 6 minutes. Le modèle utilisé pour le puits géothermique à double tubes en U est celui développé par Godefroy (2014) basé sur l'approche TRC (Thermal Resistance Capacity). Les panneaux PV/T sont modélisés par le Type560 représentant des capteurs non-vitrés (TESS, 2004).

Le système analysé dans cette section est celui présenté sur la Figure 5.1 où le BTES est remplacé par un seul puits géothermique. Ce système est identique à celui de l'étude précédente (Brischoux & Bernier, 2016a) à l'exception des points suivants :

- La température de consigne du fond du réservoir tampon est égale à 35°C au lieu de 30°C. Le haut du réservoir est alors maintenu à approximativement 40°C. La température de consigne du fond du réservoir d'eau chaude sanitaire reste inchangée, à 45°C, ceci permettant d'obtenir une température d'environ 55°C au haut du réservoir et de combler près de 97% des besoins en eau chaude domestique.
- Le débit du fluide dans les panneaux PV/T est de 50 kg/h·m².
- Le diamètre nominal des tuyaux de HDPE du puits (Di) est augmenté de 1 po à 1.25 po, soit un diamètre intérieur de 33 mm au lieu de 26 mm. Ceci permet de réduire les pertes de charges dans le puits pour des surfaces de collecteurs solaires élevées et donc de diminuer la consommation d'énergie des pompes de circulation 1 et 4.
- La pompe à chaleur eau-eau est remplacée par un modèle de capacité 7.64 kW (Viessmann Vitocal 300-G Type BW 301.B08) correspondant davantage aux conditions d'opération du système et en particulier à la température du fluide en entrée côté charge. Les performances utilisées pour la simulation sont tirées de données manufacturiers et sont présentées dans la Figure 5.2. Les débits associés à cette pompe à chaleur sont présentés dans le Tableau 5.1, le débit des pompes de circulation 1 et 2 correspondant au débit de la pompe à chaleur côté source et côté charge, respectivement.
- Les nouveaux paramètres des pompes de circulation sont présentés dans le Tableau 5.1. Les rendements proviennent de données manufacturiers (Grundfos Canada, 2015).

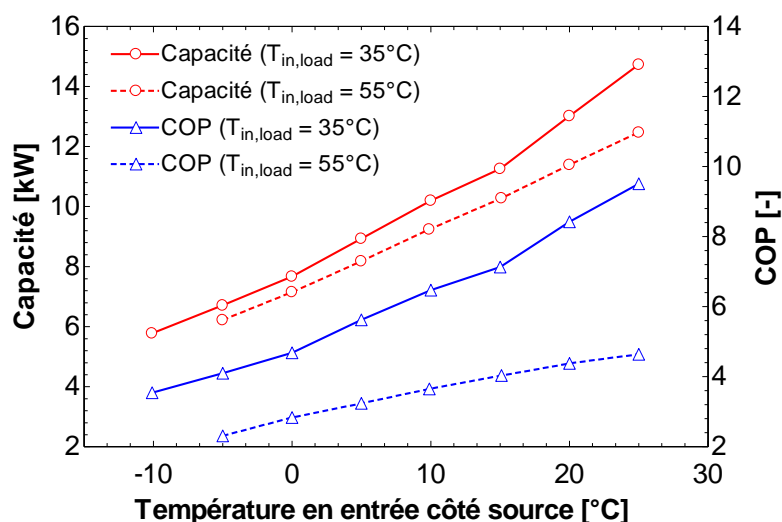


Figure 5.2 : Performances en chauffage de la pompe à chaleur choisie en fonction de la température en entrée côté source

Tableau 5.1 : Paramètres des pompes de circulation en fonction du diamètre intérieur des tuyaux de HDPE

Pompe	Di = 26 mm		Di = 33 mm	
	η [%]	Débit [kg/h]	η [%]	Débit [kg/h]
1	31	1330	38	1680
2	27	756	27	756
3	41	1000	41	1000
4	30	variable	30	variable

L'évaluation des performances énergétiques du système ainsi constitué est effectuée à l'aide des facteurs de performance saisonniers (SPF) proposés par Nordman et Zottl (2011). Les facteurs de performance saisonniers (SPF) permettent d'évaluer la performance de l'installation en fonction de différentes frontières, définies sur la Figure 5.1. Tel que montré sur cette figure, cinq SPF peuvent être définis, chacun ayant des frontières différentes. Pour les besoins de la présente étude, seules les valeurs annuelles des SPF1, SPF4 et SPF5 seront utilisées. Le SPF1 correspond au COP annuel de la pompe à chaleur, sa valeur est donc donnée par :

$$SPF1 = \frac{Q_{HP}}{E_{HP}} \quad (5.1)$$

où Q_{HP} et E_{HP} représentent la production de chaleur et la consommation d'énergie de la pompe à chaleur, respectivement.

Le SPF4 englobe tous les éléments du système de chauffage hormis les capteurs PV/T et la pompe de circulation 4 :

$$SPF4 = \frac{Q_{HP} + Q_{aux1} + Q_{aux2}}{E_{HP} + E_{P1} + E_{P2} + E_{P3} + E_{aux1} + E_{aux2}} \quad (5.2)$$

avec E_{Pi} la consommation électrique des pompes de circulation, Q_{auxi} et E_{auxi} la production et la consommation d'énergie des chauffages auxiliaires, respectivement. Il est à noter que le rendement des chauffages auxiliaires est supposé égal à 100%, donc $Q_{auxi} = E_{auxi}$.

Le SPF5 est décrit dans l'Équation 5.3 dans laquelle la pompe de circulation 4, assurant l'injection de chaleur dans le puits depuis les panneaux PV/T, est prise en compte (E_{P4}) mais la production d'électricité (E_{PV}) est exclue. Ceci permet d'obtenir un indicateur de la performance en termes de production d'énergie thermique du système, le but étant ici d'évaluer les bénéfices potentiels de l'injection de chaleur dans le puits. La production d'électricité des capteurs PV/T est alors considérée comme un avantage comparé à des collecteurs thermiques classiques.

$$SPF5 = \frac{Q_{HP} + Q_{aux1} + Q_{aux2}}{E_{HP} + E_{P1} + E_{P2} + E_{P3} + E_{aux1} + E_{aux2} + E_{P4}} \quad (5.3)$$

L'optimisation de ce système est réalisée à l'aide du logiciel GenOpt (Wetter, 2009) suivant deux fonctions objectif différentes. La première, *ConsoTot*, représente la consommation énergétique totale du système sans prise en compte de la production d'électricité des cellules photovoltaïques (PV) :

$$ConsoTot(H, A_{PVT}, \beta) = E_{HP} + E_{aux1} + E_{aux2} + E_{P1} + E_{P2} + E_{P3} + E_{P4} \quad (5.4)$$

Minimiser cette consommation permet de trouver le meilleur compromis entre l'amélioration du COP de la pompe à chaleur grâce à l'injection de chaleur et l'augmentation de la consommation énergétique due à la pompe de circulation 4, nécessaire à cette injection.

La seconde fonction d'optimisation, *ConsoRéelle*, représente la consommation énergétique réelle vue par l'utilisateur, c'est-à-dire la consommation de toutes les composantes du système, *ConsoTot*, à laquelle est déduite la production d'électricité des panneaux PV/T, E_{PV} :

$$ConsoRéelle(H, A_{PVT}, \beta) = ConsoTot - E_{PV} \quad (5.5)$$

Le point optimum correspond alors au point pour lequel la facture énergétique est la plus faible. À noter que la valeur minimale de cette fonction *ConsoRéelle* peut être négative, le système consomme alors moins d'énergie qu'il n'en produit.

Pour chacune des fonctions objectif décrites précédemment, le système est optimisé par la méthode de Hooke-Jeeves suivant trois paramètres : la profondeur du puits géothermique (H), la surface totale des PV/T (A_{PVT}) ainsi que leur angle d'inclinaison par rapport à l'horizontale (β). Afin de s'assurer que soient exclus tous les cas pour lesquels les conditions d'opérations du système ne respectent pas les limites d'opérations de la pompe à chaleur, le résultat des fonctions d'optimisation est multiplié par la fonction de pénalité suivante :

$$Pénalité = \begin{cases} 1 & \text{si limites respectées} \\ 10^6 & \text{sinon} \end{cases} \quad (5.6)$$

Pour chacune des simulations, les pertes de charges associées à la circulation du fluide dans le puits géothermique sont adaptées grâce à des calculs faits au préalable. Tel que montré sur la Figure 5.3 et la Figure 5.4, les pertes de charges varient fortement en fonction de la profondeur du puits et du débit total dans la boucle solaire, c'est-à-dire en fonction de la surface totale de panneaux PV/T. Cette variation doit donc être prise en compte afin d'évaluer correctement la consommation des pompes de circulation 1 et 4.

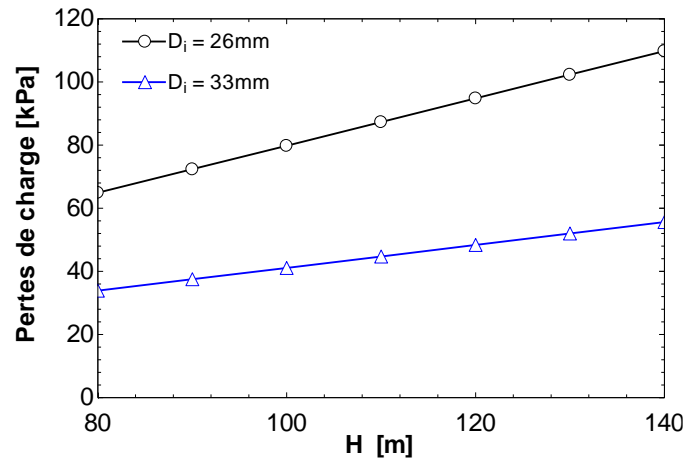


Figure 5.3 : Pertes de charge en fonction de la profondeur H du puits pour la pompe 1

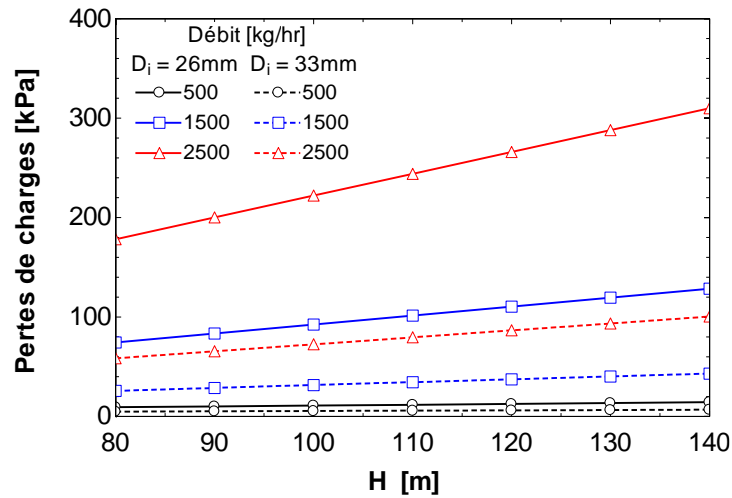


Figure 5.4 : Pertes de charge en fonction de la profondeur H du puits et du débit du fluide pour la pompe 4

5.3.2 Résultats

Dans un premier temps, une analyse de l'influence du nombre de capteurs PV/T sur les performances du système à un puits est effectuée afin de localiser approximativement les extrema des fonctions objectif définies dans les Équations 5.4 et 5.5. Pour cela, la profondeur H du puits est fixée à 140 m. D'après des simulations préliminaires, cette longueur est requise dans le cas d'un système de pompe à chaleur géothermique classique, c'est-à-dire sans couplage à des panneaux

solaires, pour avoir une température à l'entrée de la pompe à chaleur supérieure à -8°C à la dixième année d'opération. De plus, l'angle d'inclinaison β des panneaux solaires par rapport à l'horizontale est choisi égal à la latitude de la ville de Montréal, soit 45° .

Comme le montre la Figure 5.5, une augmentation de la surface totale de capteurs PV/T ($A_{PV/T}$) entraîne une amélioration des SPF1 et SPF4. L'injection de chaleur dans le puits est donc bénéfique pour l'efficacité de la pompe à chaleur. En revanche, la courbe du SPF5 présente un maximum pour environ 15 m^2 et 25 m^2 avec des tuyaux de diamètres intérieur de 26 mm et 33 mm , respectivement. La seule différence entre le SPF4 et le SPF5 réside dans la prise en compte de la consommation d'énergie de la pompe de circulation 4 (E_{P4}) permettant l'injection de chaleur dans le puits géothermique depuis les collecteurs solaires. Les bénéfices de l'injection de chaleur sur les performances globales du système sont donc limités par la consommation d'énergie de cette pompe de circulation additionnelle, en particulier pour des tuyaux de diamètre intérieur égal à 26 mm . En effet, le SPF5 décroît rapidement pour des surfaces de panneaux solaires supérieures à 25 m^2 à cause de pertes de charges importantes dans la boucle solaire. Cependant, comme le montre la Figure 5.6, si la production d'électricité des cellules PV est considérée alors la consommation d'énergie réelle diminue lorsque la surface des capteurs augmente. La production d'électricité des panneaux PV/T permet de compenser largement la consommation d'énergie de la pompe de circulation qui leur est associée. De plus, quel que soit le diamètre des tuyaux de HDPE, le bâtiment atteint une consommation énergétique nette zéro pour des surfaces de capteurs d'environ 40 m^2 . Au-delà, le système produit plus d'électricité qu'il n'en consomme. Bien que le rapport entre la production d'électricité des panneaux PV/T (E_{PV}) et la consommation de la pompe de circulation 4 qui leur est associée (E_{P4}) diminue rapidement quand la surface de capteurs solaires augmente, la quantité d'électricité produite reste nettement plus importante que la consommation de la pompe de circulation. En effet, lorsque le système comporte 50 m^2 de panneaux PV/T, ceux-ci produisent 5 et 15 fois plus d'électricité que la pompe 4 n'en consomme avec un diamètre de tuyaux de 26 mm et 33 mm , respectivement.

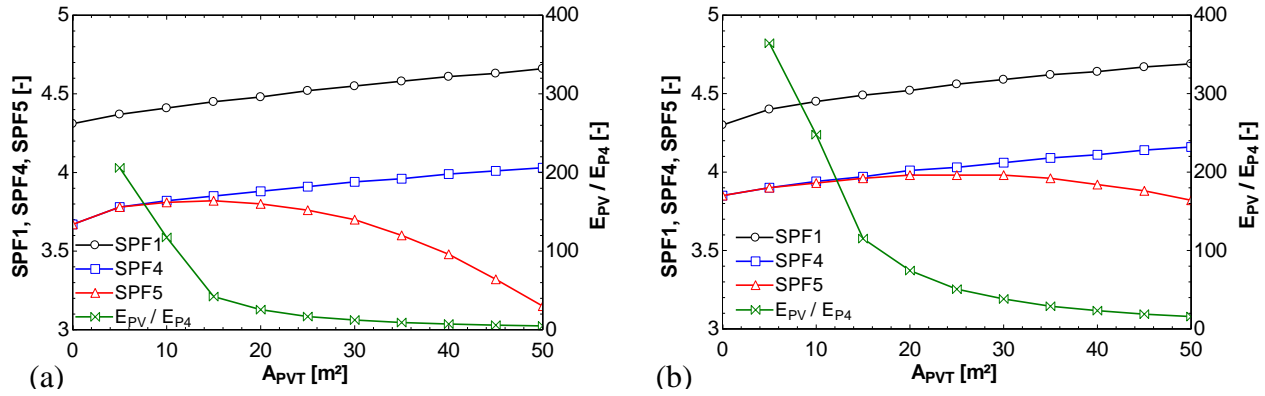


Figure 5.5 : Facteurs de performance saisonniers et rapport E_{PV}/E_{P4} en fonction de la surface totale de capteurs PV/T (A_{PVT}) pour un puits de 140 m, un angle d'inclinaison des capteurs de 45° et des tuyaux de diamètre (a) $Di = 26$ mm et (b) $Di = 33$ mm

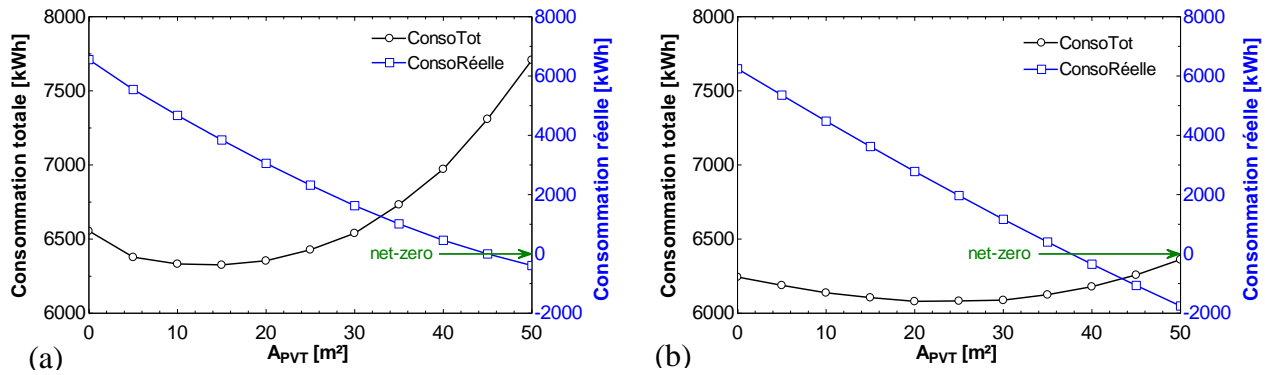


Figure 5.6 : Consommation d'énergie du système en fonction de la surface totale de capteurs PV/T (A_{PVT}) pour un puits de 140 m, un angle d'inclinaison des capteurs de 45° et des tuyaux de diamètre (a) $Di = 26$ mm et (b) $Di = 33$ mm

Le système est ensuite optimisé à l'aide du logiciel GenOpt en faisant varier trois paramètres : la profondeur du puits géothermique (H), la surface totale de capteurs PV/T (A_{PVT}) et l'angle d'inclinaison des panneaux solaires par rapport à l'horizontale (β). Des bornes inférieures et supérieures sont fixées pour chacun de ces paramètres telles que :

- $80 \leq H \leq 140$ m
- $10 \leq A_{PVT} \leq 50$ m^2
- $0 \leq \beta \leq 90^\circ$

Seule la première année d'opération est considérée pour le processus d'optimisation. Les fonctions d'optimisations sont celles décrites précédemment : *ConsoTot*, représentant la consommation totale des éléments du système sans comptabiliser la production d'électricité des cellules photovoltaïques et *ConsoRéelle*, correspondant à la consommation réelle du système, c'est-à-dire la consommation de tous les éléments du système en tenant compte de la production d'électricité des capteurs PV.

Systèmes à un puits

1ref – référence, pas de capteurs PV/T, $D_i = 26$ mm

1a – optimisé suivant *ConsoTot*, $D_i = 26$ mm

1b – optimisé suivant *ConsoRéelle*, $D_i = 26$ mm

2ref – référence, pas de capteurs PV/T, $D_i = 33$ mm

2a – optimisé suivant *ConsoTot*, $D_i = 33$ mm

2b – optimisé suivant *ConsoRéelle*, $D_i = 33$ mm

Les configurations optimales obtenues pour différentes fonctions objectif sont présentées dans le Tableau 5.2. Celles-ci sont en accord avec l'analyse de l'influence de la surface totale de panneaux PV/T : minimiser la consommation totale du système, *ConsoTot*, nécessite des surfaces de capteurs relativement faibles afin de bénéficier de l'injection de chaleur, soit 13.8 et 22.5 m² pour des diamètres de tuyaux de 26 mm et 33 mm, respectivement. L'angle d'inclinaison des capteurs est d'environ 55°, ce qui favorise la production d'énergie thermique des collecteurs solaires durant l'hiver. La consommation réelle, *ConsoRéelle*, est minimum lorsque le nombre de panneaux solaires est maximum, soit 50 m². L'angle d'inclinaison est d'environ 39°, valeur avantageuse pour la production d'énergie thermique et électrique en été au détriment de la période hivernale. Il est intéressant de noter que, dans le cas de tuyaux de 26 mm de diamètre intérieur, le puits est 11.2 m moins profond, soit une réduction de 8%. Ceci vient du fait qu'avec un puits de 140 m de profondeur et 50 m² de capteurs PV/T, le débit du fluide dans la boucle solaire est de 2500 kg/h, d'où une perte de charge de 310 kPa contre 285 kPa quand H vaut 128.8 m. Réduire la taille du

puits permet donc de diminuer les pertes de charges et de limiter la consommation de la pompe de circulation de la boucle solaire.

Tableau 5.2 : Configurations obtenues à l'aide des fonctions d'optimisation *ConsoTot* (sans PV) et *ConsoRéelle* (avec PV)

Di = 26 mm		
Fonction d'optimisation	ConsoTot	ConsoRéelle
H [m]	140	128.8
A _{PVT} [m ²]	13.8	50
β [°]	50	38.8
Di = 33 mm		
Fonction d'optimisation	ConsoTot	ConsoRéelle
H [m]	140	140
A _{PVT} [m ²]	22.5	50
β [°]	55	39.4

Les facteurs de performance saisonniers des systèmes optimisés ainsi que des systèmes sans injection de chaleur sont présentés à la Figure 5.7. Les systèmes, 1a et 2a, optimisés en fonction de la consommation totale sans prise en compte de la production d'électricité, présentent un SPF4 plus élevé que les systèmes 1ref et 2ref ne bénéficiant pas de l'injection de chaleur. De plus, le SPF4 des systèmes 1b et 2b, optimisés en fonction de la consommation réelle avec PV, est encore plus grand. Cependant, le SPF5 de ces derniers est bien plus faible que celui des systèmes sans injection, d'où une consommation totale *ConsoTot* plus élevée. Cela provient de la consommation de la pompe de circulation 4 qui pénalise l'efficacité du système. La production d'électricité mène donc à une consommation réelle plus faible que les autres systèmes mais à une efficacité énergétique très réduite. En revanche, ces deux systèmes produisent plus d'énergie qu'ils n'en consomment. Quant aux systèmes 1a et 2a, ne comptabilisant pas la production d'électricité, leurs SPF5 sont meilleurs que ceux des systèmes de référence. En effet, le SPF5 à la dixième année d'opération des systèmes 1a et 2a est légèrement plus élevé que le SPF5 de la première année d'opération des

systèmes 1ref et 2ref. Globalement, bien que les performances du système soient améliorées grâce à l'injection de chaleur, cette amélioration reste faible. Au mieux, le SPF5 passe de 3.67 sans injection à 3.82 avec injection pour un diamètre de 26 mm et de 3.85 à 3.98 avec un diamètre de 33 mm, soit une augmentation de 4% seulement. Cela correspond à une réduction de la consommation totale *ConsoTot* de 234 kWh lorsque le diamètre est égal à 26 mm et 165 kWh lorsqu'il vaut 33 mm.

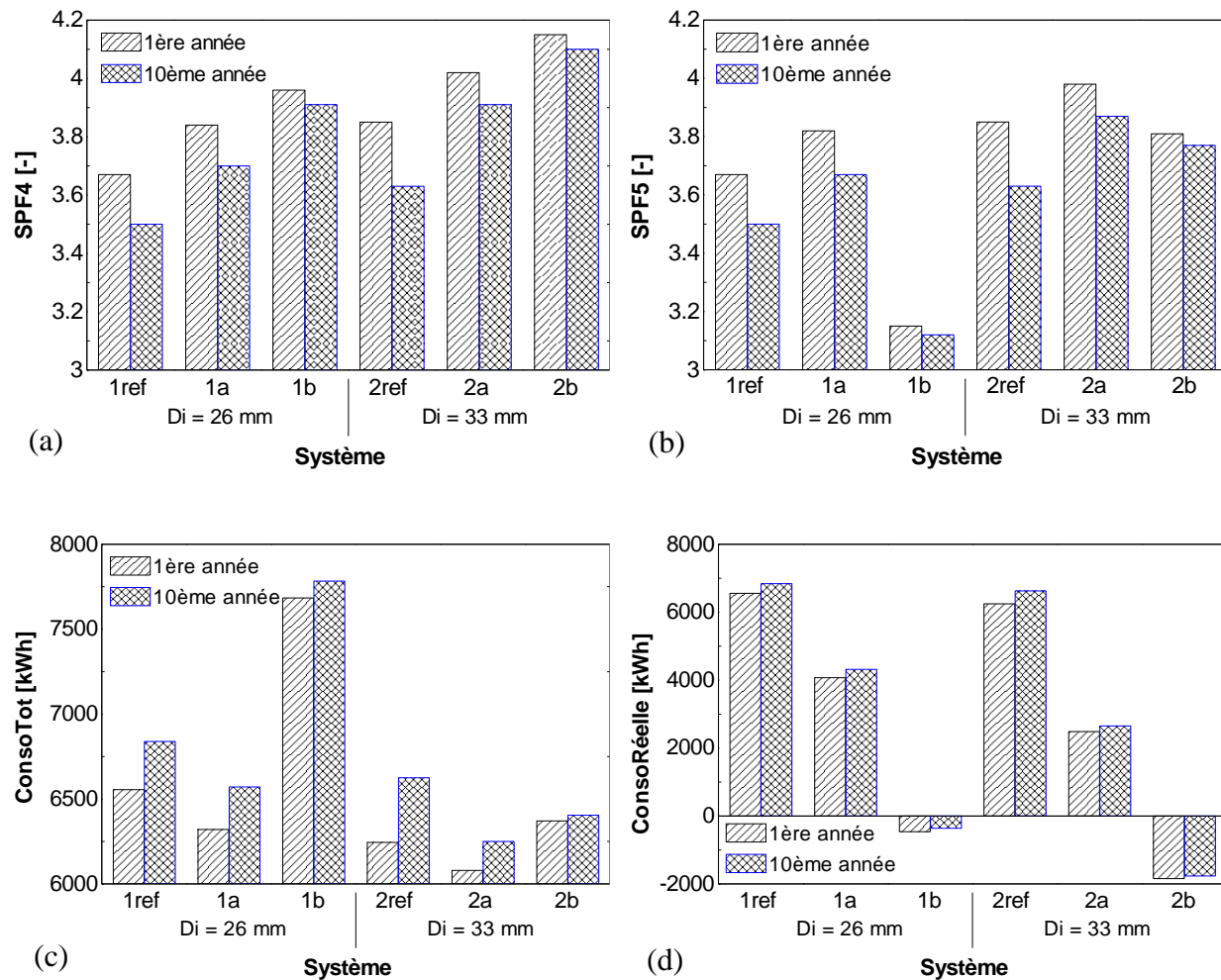


Figure 5.7 : Valeurs des facteurs de performance saisonniers SPF4 (a) et SPF5 (b) et des consommations *ConsoTot* (c) et *ConsoRéelle* (d) pour la première et dixième année d'opération des systèmes de référence et systèmes optimisés

Une si faible augmentation provient du déphasage entre l'énergie solaire collectée et les charges de chauffage du bâtiment. Les besoins du bâtiment sont les plus importants entre Octobre et Avril. Pour le système 2a, présentant les meilleures performances, 56.1 GJ d'énergie sont extraits du puits durant cette période alors que seulement 10.1 GJ y sont injectés depuis les panneaux solaires (voir Figure 5.8). De plus, comme le montre la Figure 5.9, les pompes de circulation 1 et 4 fonctionnent 51% et 12% du temps, respectivement. Le peu d'énergie solaire disponible durant cette période et la faible température extérieure empêchent le fluide caloporteur d'atteindre les 10°C de différence nécessaires à l'injection de la chaleur dans le puits. Au contraire, de Mai à Septembre, 10.1 GJ d'énergie sont extraits du puits et 23.2 GJ y sont injectés et les pompes de circulation 1 et 4 fonctionnent respectivement 10% et 37% du temps. Malgré l'importante quantité d'énergie injectée durant l'année, la température moyenne à l'entrée de la pompe à chaleur est seulement 2°C plus élevée que pour le système 2ref pour lequel il n'y a pas d'injection de chaleur dans le puits. Il semblerait donc qu'une partie de l'énergie qui est injectée entre Mai et Septembre n'est pas utilisée.

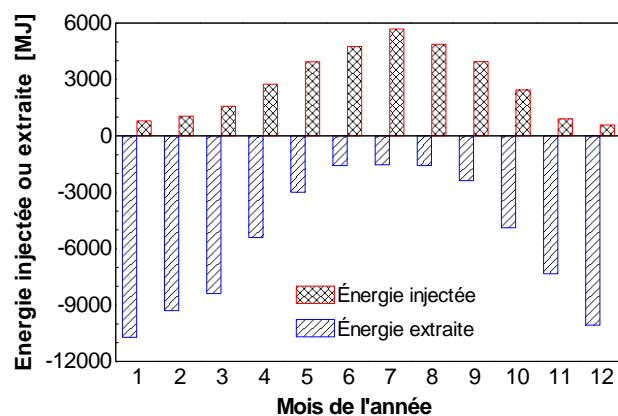


Figure 5.8 : Énergie injectée et extraite du puits géothermique pour la première année d'opération du système 2a

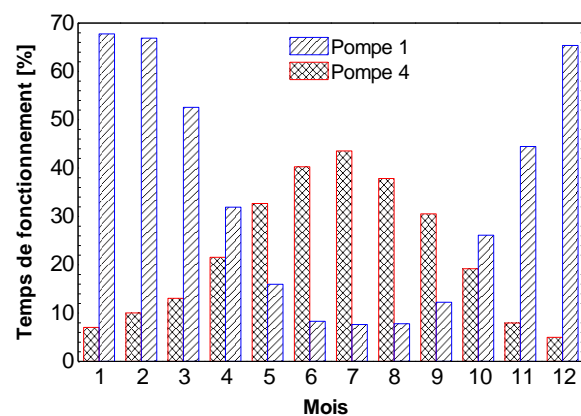


Figure 5.9 : Pourcentage du temps pour lequel les pompes de circulation 1 et 4 sont en fonctionnement lors de la première année d'opération du système 2a

5.4 Stockage thermique saisonnier

5.4.1 Méthodologie

Le système utilisé pour l'étude du stockage saisonnier à l'échelle résidentielle est celui décrit sur la Figure 5.1. Le BTES est composé de 15 puits de 10 à 25 m de profondeur. Celui-ci est simulé sous TRNSYS à l'aide d'une version modifiée du modèle DST (Duct Ground Heat Storage Model) développé par Hellström (1989). Cette version modifiée (Chapuis, 2009) permet de modéliser un champ de puits géothermiques pour lequel chaque puits contient deux circuits indépendants, un dédié à la charge et l'autre à la décharge du stockage. De plus, les puits peuvent être connectés à la pompe à chaleur en parallèle ou en série. Ici, les puits sont répartis en 5 branches de 3 puits en série afin de favoriser la stratification radiale du stockage. Un circuit est connecté à 75 m² de panneaux PV/T et l'autre à la pompe à chaleur. La circulation du fluide se fait du centre vers la périphérie du stockage pour la charge, c'est-à-dire dans la boucle solaire, et de la périphérie vers le centre pour la décharge côté pompe à chaleur. Une épaisseur de 0.2 m d'isolant de conductivité 0.043 W/m·K est placée sur le dessus du stockage de manière à limiter les pertes thermiques vers l'extérieur. L'évaluation des pertes de charge dans les puits est faite de la même manière que précédemment, à la différence près que celles-ci sont associées au débit dans une branche du champ de puits et non pas au débit total du fluide. Le débit total du fluide étant réparti entre les cinq branches de puits en série, le débit dans chacune des branches est relativement faible : 750 kg/h dans la boucle solaire et 266 kg/h dans le circuit associé à la pompe à chaleur. Les pertes seront alors telles que la consommation des pompes de circulation 1 et 4 aura peu d'influence sur la consommation totale du système. Le diamètre des tuyaux est donc choisi égal à 26 mm et le rendement des pompes de circulation 1 et 4 est supposé constant, égal à 30% quelle que soit la géométrie du champ de puits. Les paramètres des deux autres pompes de circulation ainsi que la méthode de calcul des SPF sont inchangés.

Dans un premier temps, la géométrie du BTES est choisie de sorte à limiter l'espace nécessaire à l'implantation d'un tel système dans le domaine résidentiel. La configuration retenue est résumée dans le Tableau 5.3. Le champ de puits comporte 15 puits de 10 m de profondeur, soit 150 m de puits au total. Cette longueur totale est semblable à celle d'une configuration à un seul puits. Les puits sont espacés de 2 m les uns des autres. Le volume cylindrique du stockage, V_{BTES} , est alors de 520 m³ d'après la définition du modèle DST :

$$V_{BTES} = \pi \cdot r_{BTES}^2 \cdot H = \pi \cdot r_1^2 \cdot H \cdot NBpuits \quad (5.7)$$

avec $r_1 = 0.525 \cdot B$

Les paramètres H , B et r_{BTES} de cette équation sont décrits dans la Figure 5.10. $NBpuits$ représente le nombre total de puits du BTES.

Ensuite, une étude paramétrique est effectuée afin d'évaluer l'influence de la géométrie du stockage et des propriétés du sol. Le but est d'en déduire quelles sont les conditions pour lesquelles le stockage est le plus bénéfique pour le système. Les paramètres prennent les valeurs suivantes, les autres paramètres étant inchangés :

- $H = [10 ; 15 ; 20 ; 25]$ m
- $B = [2 ; 3]$ m
- $k = [1.67 ; 2.22 ; 2.78]$ W/m·K
- $C_s = [2000 ; 3000]$ kJ/m³·K

Enfin, le système dans sa configuration initiale (système 3a), résumée dans le Tableau 5.3, ainsi que le système le plus performant (système 3b) sont simulés en remplaçant les panneaux PV/T par des capteurs thermiques plans vitrés (Viessmann Vitosol 100-F, SV1/SH1). La surface totale de panneaux solaires reste égale à 75 m².

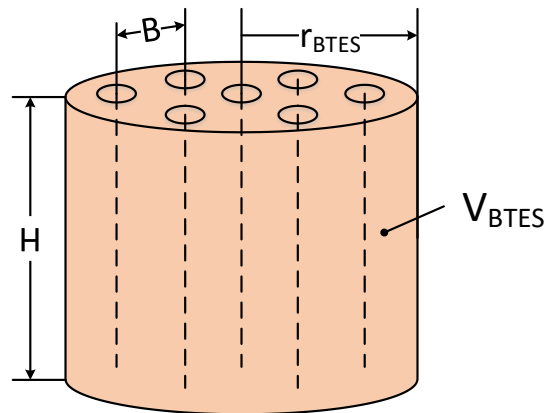


Figure 5.10 : Schéma des paramètres géométriques du stockage

Tableau 5.3 : Configuration initiale du champ de puits (systèmes 3a et 4a)

Paramètre	Valeur	Unité
Surface de capteurs PV/T (A_{PVT})	75	m ²
Nombre total de puits (NBpuits)	15	-
Nombre de puits en série par branche	3	-
Profondeur des puits (H)	10	m
Espacement entre les puits (B)	2	m
Conductivité du sol (k)	2.22	W/m·K
Capacité thermique du sol (C_s)	2000	kJ/m ³ ·K
Rayon du stockage (r_{BTES})	4.1	m
Volume du stockage (V_{BTES})	520	m ³

5.4.2 Résultats

Systèmes avec BTES

3a – config. initiale (Tableau 5.3), PV/T

3b – config. optimale (Tableau 5.4), PV/T

4a – config. initiale (Tableau 5.3), capteurs plans vitrés

4b – config. optimale (Tableau 5.4), capteurs plans vitrés

Chaque simulation est effectuée sur 3 ans avec un pas de temps de 6 minutes à partir du 1^{er} janvier. Comme le montre la Figure 5.14a (qui sera décrite plus amplement par la suite), la température à l'entrée de la pompe à chaleur du système 3a décroît au fil des ans. Cette configuration ne permet donc pas de réaliser du stockage saisonnier. Durant la troisième année d'opération la température minimale à l'entrée de la pompe à chaleur est égale à -8.9°C, or la température limite d'opération de la pompe à chaleur choisie est de -10°C. Il est donc probable que ce système ne puisse pas opérer correctement durant les années suivantes. De plus, la température est parfois légèrement supérieure à 25°C, limite de fonctionnement de la pompe à chaleur. Il serait alors nécessaire d'ajouter une sécurité interdisant l'injection de chaleur dans le puits lorsque la température à l'entrée de la pompe

à chaleur atteint 25°C. Le SPF5 du système 3a est de 3.82 et 3.68 pour la première et troisième année d'opération, respectivement. À titre de comparaison, le système 2a comportant un puits unique de 140 m avec injection de chaleur atteint un SPF5 de 3.98 et 3.90 pour la première et troisième année d'opération, respectivement. L'évolution de la température à l'entrée de la pompe à chaleur du système 3a est présentée dans la Figure 5.11.

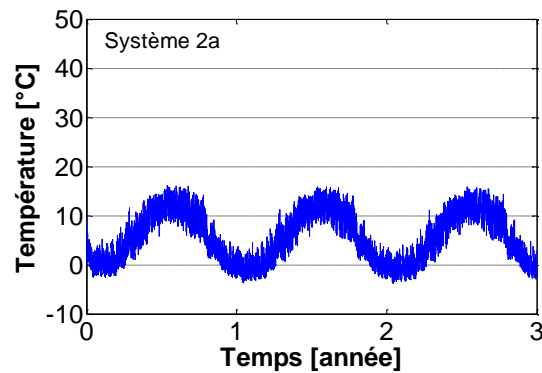


Figure 5.11 : Évolution de la température à l'entrée de la pompe à chaleur au cours des 3 premières années d'opération du système 2a

Les résultats de l'étude paramétrique sont présentés sur la Figure 5.12 et la Figure 5.13. Une augmentation de la profondeur H des puits implique une amélioration significative des SPF5 pour la troisième année d'opération du système, quel que soit l'espacement entre les puits. Pour une capacité thermique volumique C_s donnée, le système est plus performant lorsque la conductivité du sol k est élevée, en particulier pour des profondeurs de puits faibles (10-15 m). Si les puits sont plus profonds (20-25 m), la conductivité du sol a peu d'influence sur le SPF5. De plus, l'efficacité du système augmente quand C_s passe de 2000 kJ/m³·K à 3000 kJ/m³·K, la différence étant particulièrement marquée lorsque les puits sont proches les uns des autres ($B = 2$ m). Globalement, les systèmes avec des puits espacés de 3 m sont plus performants. Ce sont également ceux pour lesquels la quantité d'énergie stockée à la fin de la première année d'opération est la plus importante, l'énergie stockée étant calculée comme suit :

$$Q_{stockée} = Q_{injectée} - Q_{extraite} - Q_{perdue} \quad (5.8)$$

Où $Q_{injectée}$, $Q_{extraite}$ et Q_{perdue} représentent les quantités d'énergie injectée, extraite et perdue durant l'année, respectivement. Il est à noter qu'une quantité d'énergie stockée négative signifie

que le stockage contient moins d'énergie que l'année précédente à la même date. Pour réaliser du stockage saisonnier, il faut donc que $Q_{stockée}$ soit positif. Ainsi, d'après la Figure 5.13, lorsque les puits sont espacés de 2 m, un seul système répond à ce critère pour la première année d'opération. Ce système comporte des puits de 25 m de profondeur et une conductivité du sol faible, égale à $1.67 \text{ W/m}\cdot\text{K}$. Lorsque les puits sont espacés de 3 m, pour que de l'énergie soit emmagasinée dans le BTES, la profondeur des puits doit être supérieure à 20 m et 15 m quand C_s vaut 2000 et $3000 \text{ kJ/m}^3\cdot\text{K}$, respectivement. La capacité thermique volumique du sol, C_s , est donc un paramètre très important pour le stockage. À géométrie et conductivité du sol égales, le système pour lequel C_s vaut $3000 \text{ kJ/m}^3\cdot\text{K}$ emmagasine 2 à 4 GJ d'énergie de plus que celui avec C_s égal à $2000 \text{ kJ/m}^3\cdot\text{K}$. Bien que le SPF5 du système soit plus élevé pour une conductivité du sol élevée, la quantité d'énergie stockée est plus importante pour une faible conductivité du sol et ce quelles que soient les valeurs de B et H . Les pertes de chaleur du stockage sont réduites, le sol autour du BTES agit donc comme un isolant. Il est à noter que pratiquement aucune énergie supplémentaire n'est stockée à la fin de la troisième année.

Pour cette étude paramétrique, le rendement électrique annuel des capteurs PV/T est de 11% environ. Ceux-ci génèrent 60 à 100 fois plus d'électricité que la pompe de circulation 4 n'en consomme. Leur rendement thermique annuel varie entre 17% et 24%, les rendements les plus faibles étant obtenus pour les systèmes avec des puits de 10 m de profondeur.

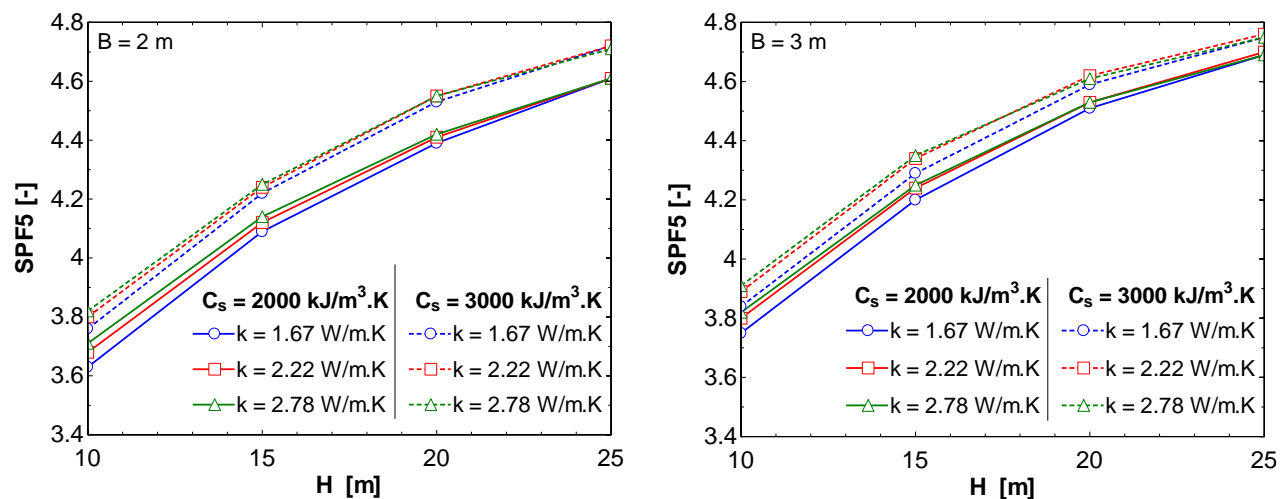


Figure 5.12 : Valeurs du SPF5 pour la troisième année d'opération en fonction de la profondeur H des puits et de l'espacement entre les puits (à gauche $B = 2 \text{ m}$, à droite $B = 3 \text{ m}$)

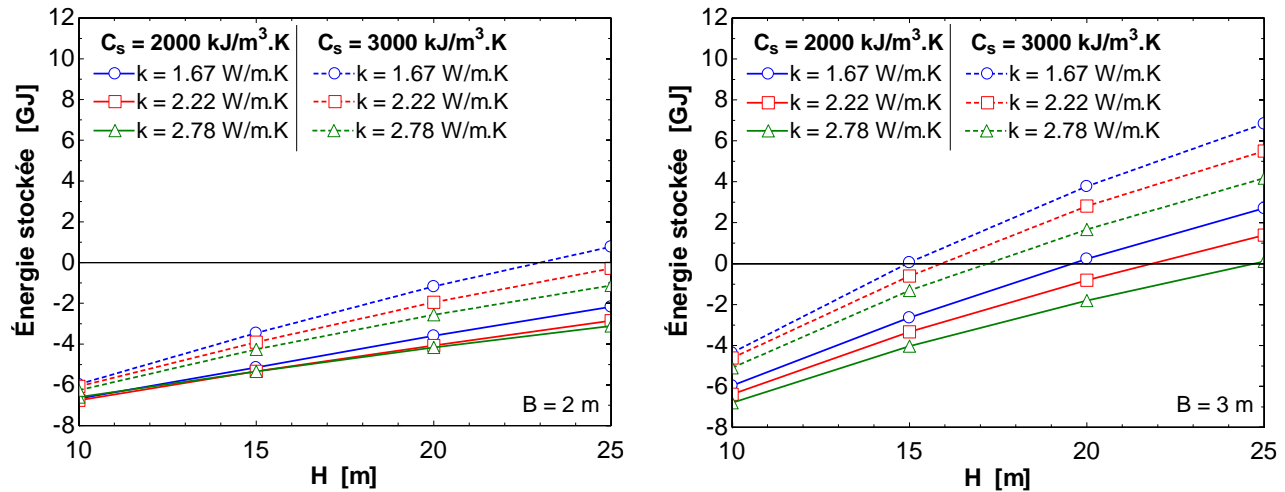


Figure 5.13 : Quantité d'énergie stockée dans le volume à la fin de la première année d'opération (au 31 décembre) en fonction de la profondeur H des puits et de l'espacement entre les puits (à gauche $B = 2$ m, à droite $B = 3$ m)

Le système présentant les meilleures performances, appelé par la suite système 3b, est décrit dans le Tableau 5.4. Celui-ci comporte 15 puits de 25 m de profondeur espacés de 3 m les uns des autres, d'où un volume de stockage de 2922 m³. Comme observé précédemment, le stockage saisonnier fonctionne mieux lorsque la conductivité du sol est faible et que la capacité thermique du sol est élevée. Pour le système 3b, k vaut donc 1.67 W/m.K et C_s est égal à 3000 kJ/m³.K. Cette configuration est celle pour laquelle le SPF5 à la troisième année d'opération est le plus élevé, soit 4.75, et pour laquelle l'énergie emmagasinée dans le BTES à la fin de la première année d'opération est la plus importante, soit 6.84 GJ. La Figure 5.14c montre l'évolution de la température à l'entrée de la pompe à chaleur pour ce système. La différence entre la température minimale et maximale est d'environ 15°C, soit 20°C de moins que le système 3a. Ceci provient de l'augmentation du volume de stockage V_{BTES} ainsi que de la capacité thermique du sol C_s permettant alors de stocker une plus grande quantité d'énergie dans le champ de puits. De plus, les conditions d'opération du système respectent les limites de fonctionnement de la pompe à chaleur. En revanche, la température n'augmente que très légèrement d'années en années.

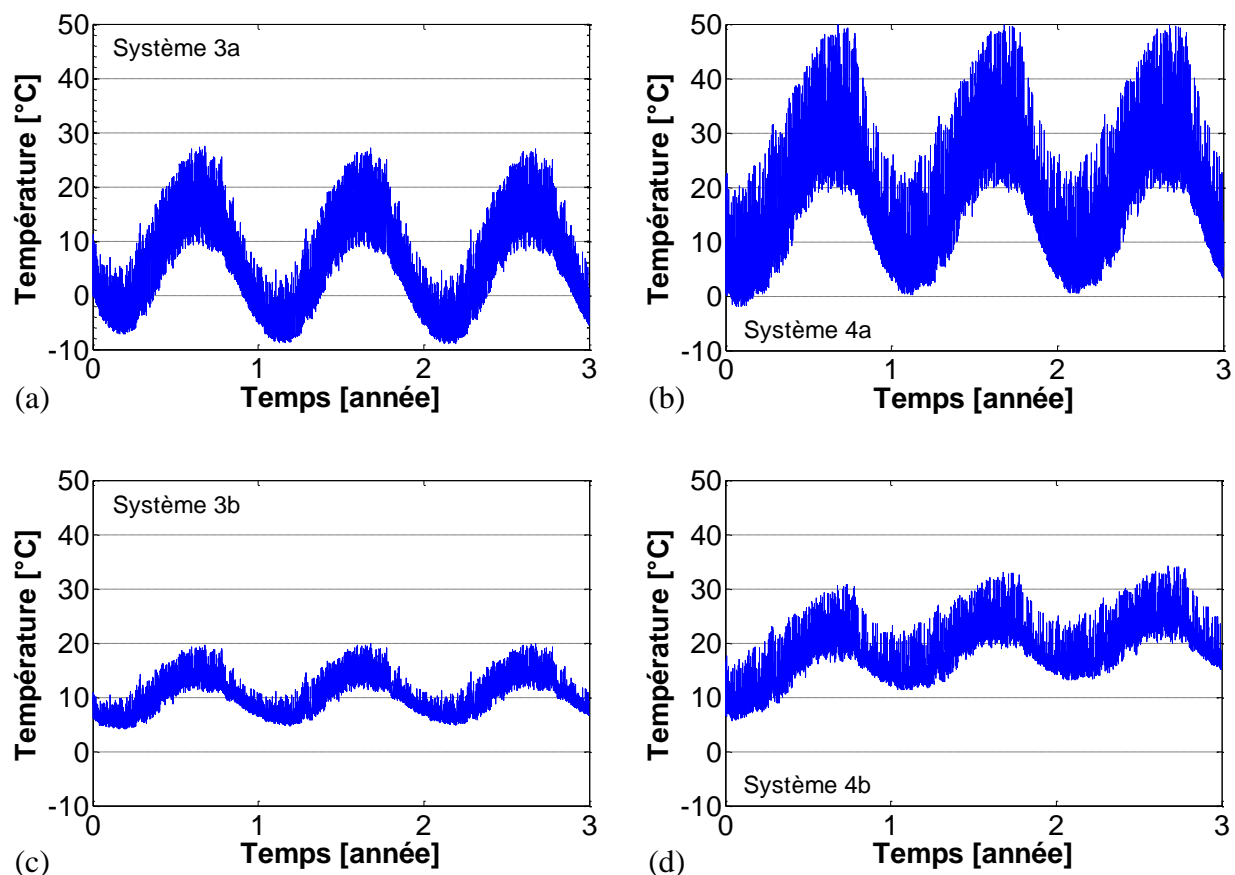


Figure 5.14 : Évolution de la température à l'entrée de la pompe à chaleur au cours des 3 premières années d'opération des systèmes 3a et 3b avec des capteurs PV/T (figures a et c) et 4a et 4b avec des collecteurs plans vitrés (figures b et d)

En remplaçant les capteurs PV/T par des collecteurs solaires thermiques vitrés pour les systèmes 3a et 3b, c'est-à-dire le système de stockage dans sa configuration initiale et le système le plus performant, la température à l'entrée de la pompe à chaleur évolue telle que le montre la Figure 5.14b et la Figure 5.14d. Ces deux nouveaux systèmes sont nommés 4a et 4b, respectivement. L'avantage de capteurs plans vitrés réside dans la production d'énergie thermique en hiver. En effet, les panneaux PV/T non vitrés utilisés jusqu'à présent ne collectent que très peu de chaleur durant l'hiver à cause de l'effet du vent et des basses températures. L'allure globale de ces courbes est similaire à celle des systèmes 3a et 3b. En effet, la différence entre la température minimale et maximale est très importante pour le système 4a dont le volume de stockage est relativement faible, soit une différence d'environ 50°C, alors que cette différence n'est que de 20°C environ pour le

système 4b. Cependant, la température augmente au fil des ans pour les deux configurations, la température minimale durant la troisième année d'opération du système 4b étant de 13.2°C. Les systèmes 4a et 4b réalisent donc du stockage, ceux-ci emmagasinant respectivement 3.8 GJ et 55.7 GJ à la fin de la première année d'opération. Le SPF5 obtenu pour la troisième année d'opération est égal à 4.87 et 5.63 pour les systèmes 4a et 4b, respectivement. Ceci correspond à une augmentation de 25% à 44% par rapport au système 2a pour lequel la chaleur est injectée dans un unique puits de 140 m de profondeur. À nouveau, la température en entrée de la pompe à chaleur excède la limite de fonctionnement autorisée. Pour que le système puisse fonctionner correctement il faudrait par exemple arrêter l'injection lorsque la température en entrée de la pompe à chaleur atteint 25°C ou utiliser une pompe à chaleur acceptant des températures plus élevées. Il serait également possible de réduire la surface de collecteurs thermiques utilisés.

Tableau 5.4 : Configuration du champ de puits présentant les meilleures performances (systèmes 3b et 4b)

Paramètre	Valeur	Unité
Surface de capteurs PV/T (A_{PVT})	75	m ²
Nombre total de puits (NBpuits)	15	-
Nombre de puits en série par branche	3	-
Profondeur des puits (H)	25	m
Espacement entre les puits (B)	3	m
Conductivité du sol (k)	1.67	W/m·K
Capacité thermique du sol (C_s)	3000	kJ/m ³ ·K
Rayon du stockage (r_{BTES})	6.1	m
Volume du stockage (V_{BTES})	2922	m ³

5.5 Conclusions

Cet article analyse l'effet de l'injection de chaleur dans des puits géothermiques depuis des panneaux photovoltaïques-thermiques (PV/T) sur les performances du système de chauffage d'une maison unifamiliale située à Montréal.

Dans un premier temps, le système ne comporte qu'un seul puits de 140 m de profondeur. Ce système est modélisé sous TRNSYS et optimisé à l'aide du logiciel GenOpt afin de trouver la configuration pour laquelle le système est le plus performant. Les résultats montrent qu'avoir une grande surface de capteurs PV/T n'est pas toujours bénéfique pour le système à cause de la consommation de la pompe de circulation responsable de l'injection de chaleur dans le puits. Augmenter la taille des tuyaux du puits permet de réduire les pertes de charges et donc de diminuer cette consommation. Ainsi, si la production d'électricité des cellules PV n'est pas prise en compte, la surface de PV/T doit être d'environ 15 m² pour maximiser le rendement du système. Le meilleur facteur de performance saisonnier (SPF) obtenu par optimisation vaut 3.98 contre 3.85 dans le cas d'un système sans injection. L'injection de chaleur dans le puits permet donc d'améliorer légèrement les performances du système. Les bénéfices de cette injection sont cependant limités par la faible quantité d'énergie collectée par les capteurs PV/T durant la saison de chauffage. Une solution consisterait à remplacer les panneaux PV/T non vitrés par des capteurs PV/T vitrés afin de limiter les pertes thermiques des capteurs vers l'extérieur. Ceci sera l'objet d'une étude ultérieure. De plus, une partie de la chaleur injectée durant la période estivale se diffuse vers le sol aux alentours du puits, elle est alors perdue si elle n'est pas rapidement utilisée.

Pour remédier à cela, la possibilité de réaliser un stockage thermique saisonnier par puits géothermiques est alors étudiée. Le puits de 140 m est remplacé par 15 puits de 10 à 25 m de profondeur. Un des avantages d'une telle configuration est la réduction des pertes de charges dans le circuit, d'où une diminution de la consommation des pompes de circulation. Les résultats montrent que les puits doivent être espacés de 3 m les uns des autres pour que le champ de puits emmagasine de la chaleur au bout d'un an. De plus, les performances du système augmentent lorsque la capacité thermique volumique du sol est élevée et davantage d'énergie est stockée si la conductivité du sol est faible, celui-ci agissant alors comme un isolant. Au mieux le système présente un SPF global de 4.75 à la troisième année d'opération et stocke 6.8 GJ d'énergie au bout d'un an. Cependant, la température à l'entrée de la pompe à chaleur côté source augmente peu au

fil des ans. Si les panneaux PV/T sont remplacés par des capteurs plans vitrés, 55.7 GJ d'énergie sont stockés à la fin de la première année de fonctionnement et la température minimum à l'entrée de la pompe à chaleur vaut 13.2°C à la troisième année au lieu de -6.7°C dans le cas d'un système avec un seul puits sans injection de chaleur. En revanche, la température maximale dépasse la limite de fonctionnement de 25°C autorisée par la pompe à chaleur.

Le stockage de type BTES (Borehole Thermal Energy Storage) semble donc possible à l'échelle résidentielle à condition d'utiliser une pompe à chaleur admettant des températures plus élevées côté source. De plus, le champ de puits tel que défini dans cette étude occupe une large surface, soit un disque d'environ 6 m de rayon. Il serait donc nécessaire de trouver un compromis entre performances et surface requise afin de faciliter l'implantation d'un tel système à l'échelle d'une maison unifamiliale.

5.6 Remerciements

Les auteurs tiennent à remercier le réseau de recherche stratégique du CRSNG sur les bâtiments intelligents à consommation énergétique nette zéro qui a contribué financièrement à la présente étude.

5.7 Références

- Başer T., Lu N., McCartney J. (2015), 'Operational Response of Soil-Borehole Thermal Energy Storage System', *Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering*, 04015097.
- Brischoux P. and Bernier M. (2016), 'Coupling PV/T Collectors with a Ground-Source Heat Pump System in a Double U-tube Borehole', *ASHRAE Winter Conference, Orlando*, Accepted for publication.
- Chapuis S. (2009), *Stockage thermique saisonnier dans un champ de puits géothermiques verticaux en boucle fermée*, M.A.Sc., Département de Génie Mécanique, École Polytechnique de Montréal, Montréal, Québec, Canada.
- Godefroy V. (2014), *Élaboration et validation d'une suite évolutive de modèles d'échangeurs géothermiques verticaux*, M.A.Sc., Département de Génie Mécanique, École Polytechnique de Montréal, Montréal, Québec, Canada.

- Grundfos Canada (2015), Product Center, <http://product-selection.grundfos.com>, Accès le 18 Novembre 2015.
- Hellström G. (1989), *Duct Ground Heat Storage Model, Manual for Computer Code*, Department of Mathematical Physics, University of Lund, Lund, Sweden.
- Kjellsson E., Hellström G. and Perers B. (2010), 'Optimization of systems with the combination of ground-source heat pump and solar collectors in dwellings', *Energy*, 35 2667-2673.
- Klein, S.A. et al. (2010), *TRNSYS 17: A Transient System Simulation Program*, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, USA, <http://sel.me.wisc.edu/trnsys>.
- Lanini S., Delaleux F., Py X., Olivès R. and Nguyen D. (2014), 'Improvement of borehole thermal energy storage design based on experimental and modelling results', *Energy and Buildings*, 77 393-400.
- Nordman R. and Zottl A. (2011), 'SEPOMO-Build – a European project on seasonal performance factor and monitoring for heat pump systems in the building sector', *REHVA Journal*, 56-61.
- TESS (2004), *Type560: PV/T Collectors; Interacting with Simple Zone Models*, Madison, WI: Thermal Energy Systems Specialists.
- Viessmann Group (2012), *Solar Collector Certification and Rating 2007042A*, Glazed Flat-Plate, model Vitosol 100-F, SV1/SH1.
- Viessmann Group (2014), *Vitocal Technical guide: Brine/water and water/water heat pumps, Single and two-stage, 5.8 to 117.8 kW*, model Vitocal 300-G Type BW 301.B08.
- Wang X., Zheng M., Zhang W., Zhang S. and Yang T. (2010), 'Experimental study of a solar-assisted ground-coupled heat pump system with solar seasonal thermal storage in severe cold areas', *Energy and Buildings*, 42 2104-2110.
- Wetter M. (2009), *GenOpt, generic optimization program, User Manual, Version 3.0.0*, Technical report LBNL-2077E, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, USA.

CHAPITRE 6 RÉSULTATS COMPLÉMENTAIRES

De par les restrictions d'espace associées à la publication d'articles, certains éléments n'ont pas pu être abordés dans les articles présentés dans le Chapitre 4 et le Chapitre 5. De plus, des travaux complémentaires n'ayant pas donné lieu à l'écriture d'un article ont été réalisés dans le cadre de ce mémoire. Tout d'abord, le présent chapitre permet d'apporter des résultats complémentaires à l'Article 2 en proposant une configuration intermédiaire aux systèmes de stockage de type BTES 4a et 4b. Ensuite, il décrit la modélisation d'un stockage latent sous forme de glace. Enfin, ce chapitre apporte une comparaison du stockage de type BTES au stockage latent sous forme de glace.

6.1 Système intermédiaire de type BTES pour une application résidentielle

Dans l'Article 2 présenté au Chapitre 5, il a été montré qu'un stockage thermique de type BTES semble techniquement réalisable à l'échelle d'une maison unifamiliale. Le stockage, composé de 15 puits de faible profondeur, a été analysé pour deux cas principaux : l'un comporte des panneaux PV/T non vitrés et l'autre des capteurs thermiques plans vitrés. Il a été observé que l'utilisation de capteurs plans vitrés était plus favorable pour le rendement thermique du système. Pour une même surface totale de panneaux solaires, ceux-ci permettent d'injecter une plus grande quantité d'énergie dans le champ de puits et ainsi de compenser la quantité d'énergie extraite au cours de l'année.

En revanche, plusieurs remarques peuvent être émises quant à la configuration obtenue. Tout d'abord, la température atteinte par le fluide caloporteur à l'entrée de la pompe à chaleur est supérieure à sa limite d'opération. De plus, les systèmes 3b et 4b comportent 15 puits de 25 m de profondeur, soit une longueur totale de 375 m. Cela représente plus du double de la longueur requise dans le cas d'un système à un seul puits géothermique (systèmes 1 et 2, voir §5.3 Système avec un seul puits). Les puits étant espacés de 3 m les uns des autres, ils occupent une surface relativement importante de 6 m de rayon. Enfin, la surface totale de panneaux solaires est de 75 m², valeur choisie volontairement élevée de sorte à assurer une injection importante d'énergie dans le champ de puits et de pouvoir ainsi déterminer si le stockage de type BTES est faisable techniquement à l'échelle d'une maison unifamiliale située dans le climat de Montréal. D'après les

températures obtenues à l'entrée de la pompe à chaleur pour les systèmes 4a et 4b (Figure 5.14) ainsi que les quantités d'énergie stockées dans le champ de puits, la surface totale de collecteurs thermiques utilisée peut être réduite. À titre de comparaison, la communauté solaire de Drake Landing située en Alberta comporte l'équivalent d'environ 44.5 m² de capteurs plans vitrés par maison (DLSC, 2007).

Le but ici est alors de trouver une configuration du système plus favorable à son implantation à l'échelle d'une maison unifamiliale. Pour cela, la configuration du système est choisie de sorte à respecter les contraintes suivantes :

- Le rayon du stockage (r_{BTES}) doit être inférieur à 4.5 m, soit un espacement B de 2.2 m entre les puits lorsque le stockage comporte 15 puits.
- La profondeur des puits ne doit pas excéder 15 m, d'où une longueur totale de 225 m.
- La température à l'entrée de la pompe à chaleur ne doit pas dépasser 25°C, valeur correspondant à la température limite d'opération de la pompe à chaleur en chauffage (Viessmann Vitocal 300-G Type BW 301.B08).
- Les paramètres géologiques sont limités aux valeurs choisies pour l'étude paramétrique réalisée dans l'Article 2 (voir §5.4.1 Méthodologie).

Tableau 6.1 : Configuration du champ de puits (système 5)

Paramètre	Valeur	Unité
Surface de collecteurs thermiques (A_{Coll})	30	m ²
Nombre total de puits (NBpuits)	15	-
Nombre de puits en série par branche	3	-
Profondeur des puits (H)	15	m
Espacement entre les puits (B)	2.2	m
Conductivité du sol (k)	1.67	W/m·K
Capacité thermique du sol (C_s)	3000	kJ/m ³ ·K
Rayon du stockage (r_{BTES})	4.5	m
Volume du stockage (V_{BTES})	943	m ³

La configuration du nouveau système ainsi obtenu, appelé système 5, est décrite dans le Tableau 6.1. À nouveau, la conductivité du sol k est égale à 1.67 W/m.K afin de limiter les pertes de chaleur du stockage. De plus, la capacité thermique du sol C_s vaut 3000 kJ/m³.K, valeur permettant d'augmenter la quantité d'énergie pouvant être emmagasinée dans le sol. La surface totale de collecteurs thermiques A_{coll} est réduite à 30 m², surface maximale pouvant être utilisée sans que la température à l'entrée de la pompe à chaleur n'excède sa limite supérieure d'opération.

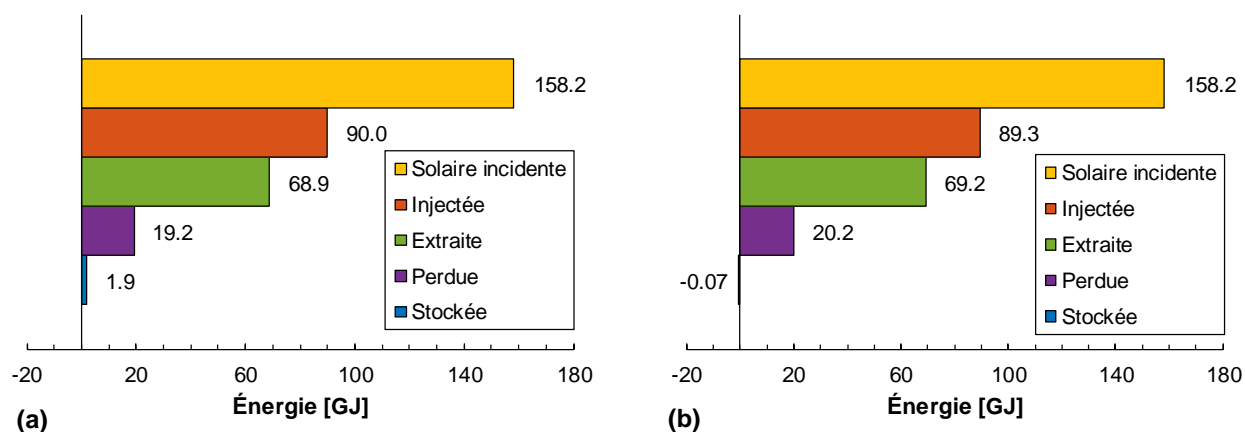


Figure 6.1 : Bilan d'énergie sur le champ de puits du système 5 au cours de la première (a) et de la troisième année d'opération (b)

Comme le montre la Figure 6.1, avec cette configuration 1.9 GJ d'énergie sont stockés à la fin de la première année, d'où une augmentation de la température minimale à l'entrée de la pompe à chaleur (voir Figure 6.2). Au cours de la troisième année, le bilan d'énergie indique que -0.07 GJ sont emmagasinés dans le champ de puits. Autrement dit, son énergie interne a diminué de 0.07 GJ par rapport à la fin de la deuxième année, ce qui est négligeable par rapport aux quantités d'énergie extraite (69.2 GJ) et injectée (89.3 GJ). Le système a alors atteint le régime permanent : il ne peut pas stocker davantage d'énergie dans le champ de puits et ses performances des années suivantes seront similaires à celles de la troisième année. La température à l'entrée de la pompe à chaleur se stabilise donc et présente la même évolution à chaque année.

De plus, les pertes vers le milieu environnant sont de 19.2 GJ et 20.2 GJ pour la première année et troisième année d'opération, respectivement. Cela représente 21.3% et 23% de l'énergie injectée

au cours de l'année, contre 36% pour le système 4b disposant d'un plus gros volume de stockage. Le stockage du système 5 est donc plus efficace que celui du système 4b.

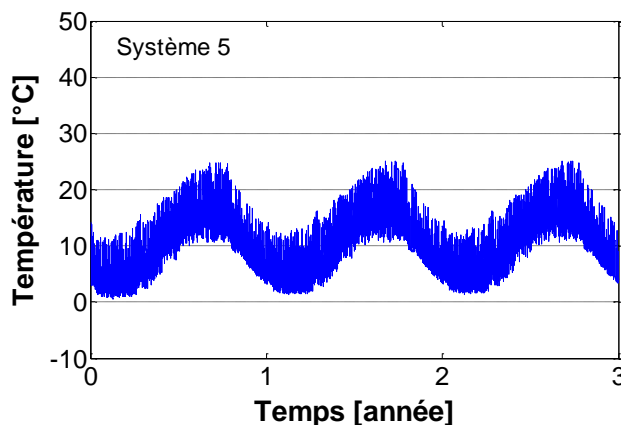


Figure 6.2 : Évolution de la température à l'entrée de la pompe à chaleur au cours des trois premières années d'opération pour le système 5

En termes de performances, le SPF5 et la consommation d'énergie *ConsoTot* de ce système sont présentés sur la Figure 6.3 sur laquelle figurent également les performances des systèmes étudiés dans l'Article 2. Le SPF5 obtenu avec le système 5 est de 4.59 pour la première année d'opération, ce qui se traduit par une consommation d'énergie de 5297 kWh, soit 782 kWh de moins que le système 2a qui ne comportait qu'un seul puits de 140 m et 22.5 m² de capteurs PV/T. Cela représente donc une diminution de 12.9% de la consommation annuelle de la première année. Si l'on considère la troisième année d'opération, cette diminution s'élève à 15.5% puisque l'efficacité du système 2a décroît alors que celle du système 5 augmente. Il semble donc plus avantageux d'un point de vue thermique d'utiliser un stockage de type BTES plutôt qu'un seul puits géothermique. Il faut cependant noter que, puisque le système 2a dispose de panneaux PV/T, il génère 3593 kWh d'électricité, d'où une consommation *ConsoRéelle* de 2487 kWh. En revanche, les performances du système 5 sont bien plus faibles que celles du système 4b, le SPF5 passant de 5.63 à 4.66 pour la troisième année d'opération de par la réduction de la profondeur des puits H , de l'espacement B et de la surface de collecteurs thermiques A_{coll} . Le système 5 consomme alors 830 kWh/an de plus que le système 4b.

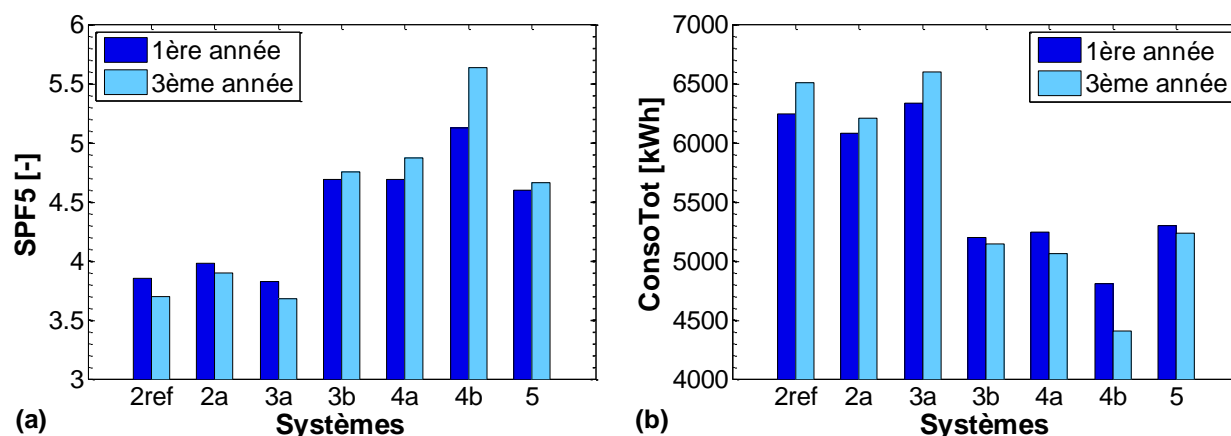


Figure 6.3 : Valeurs du facteur de performance saisonnier $SPF5$ (a) et de la consommation $ConsoTot$ (b) pour la première et troisième année d’opération de différents systèmes étudiés

Systèmes à un puits

1ref – référence, $D_i = 26$ mm, pas de collecteurs solaires

1a – optimisé suivant $ConsoTot$, $D_i = 26$ mm, PV/T

1b – optimisé suivant $ConsoRéelle$, $D_i = 26$ mm, PV/T

2ref – référence, pas de capteurs PV/T, $D_i = 33$ mm, PV/T

2a – optimisé suivant $ConsoTot$, $D_i = 33$ mm, PV/T

2b – optimisé suivant $ConsoRéelle$, $D_i = 33$ mm, PV/T

Systèmes avec BTES

3a – config. initiale (Tableau 5.3), PV/T

3b – config. optimale (Tableau 5.4), PV/T

4a – config. initiale (Tableau 5.3), capteurs plans vitrés

4b – config. optimale (Tableau 5.4), capteurs plans vitrés

5 – config. intermédiaire (Tableau 6.1), capteurs plans vitrés

L’étude des systèmes 3 à 5 a montré que l’utilisation d’un stockage de type BTES à l’échelle d’une maison unifamiliale peut, dans certaines conditions, permettre d’obtenir des performances énergétiques bien supérieures à celles d’un système à un seul puits géothermique. Parmi les cas

analysés, le facteur de performance saisonnier global peut atteindre jusqu'à 5.63, menant ainsi à une consommation de 4406 kWh/an pour combler une charge d'environ 25000 kWh (chauffage et ECS). En revanche, les pertes de chaleur du BTES sont de l'ordre de 20 à 40% de l'énergie injectée dans le champ de puits et le volume de stockage nécessaire au bon fonctionnement d'un tel système est relativement élevé (943 m³ dans le cas du système 5) pour une maison unifamiliale.

6.2 Stockage thermique sous forme de glace

La revue de la littérature effectuée au Chapitre 2 a permis de mettre en évidence un autre type de stockage thermique saisonnier : le stockage latent sous forme de glace. En utilisant un réservoir de glace comme source d'énergie de la pompe à chaleur plutôt qu'un stockage de type BTES, une température plus faible est attendue à l'entrée de la pompe à chaleur. Cependant, cette faible température de stockage présente l'avantage de réduire les pertes de chaleur vers l'extérieur, voire même de réaliser des gains d'énergie si le réservoir de stockage se trouve dans un milieu de température plus élevée, le sol par exemple ($\approx 10^{\circ}\text{C}$). De plus, la haute densité d'énergie du stockage liée au changement de phase du fluide peut s'avérer avantageuse dans le cas de systèmes résidentiels où l'espace disponible est généralement limité.

Cette section est consacrée à l'analyse d'un stockage saisonnier sous forme de glace à l'échelle d'une maison unifamiliale située à Montréal. Il s'agit de déterminer quels seraient les bénéfices d'un tel milieu de stockage comparé à un champ de puits géothermiques et quelle configuration serait nécessaire au fonctionnement du système (volume de stockage, surface totale de panneaux solaires, etc.).

6.2.1 Système proposé

Le système proposé est celui de la Figure 6.4. Il est similaire aux systèmes précédents : une pompe à chaleur alimente deux réservoirs en énergie, l'un étant destiné à la préparation de l'eau chaude sanitaire et l'autre au chauffage de l'habitation. La différence par rapport aux autres systèmes (Figure 4.1 et Figure 5.1) provient de la source d'énergie de la pompe à chaleur (Viessmann Vitocal 300-G Type BW 301.B08) : plutôt que de puiser son énergie du sol par l'intermédiaire de puits géothermiques, celle-ci tire son énergie de plusieurs réservoirs d'eau alimentés en séquence, transformant alors l'eau en glace. L'énergie collectée par les capteurs plans vitrés (Viessmann Vitosol 100-F, SV1/SH1) est injectée dans les réservoirs afin de les recharger en faisant fondre la

glace ainsi formée. La recharge des réservoirs se fait également en séquence, en commençant par le dernier réservoir utilisé. Les réservoirs de glace choisis pour cette étude, dont la géométrie est décrite plus amplement par la suite, ne comportent qu'un seul circuit permettant le passage d'un fluide caloporteur. Il n'est donc plus possible de réaliser de l'injection et de l'extraction de chaleur de manière simultanée et des vannes 3 voies doivent être utilisées.

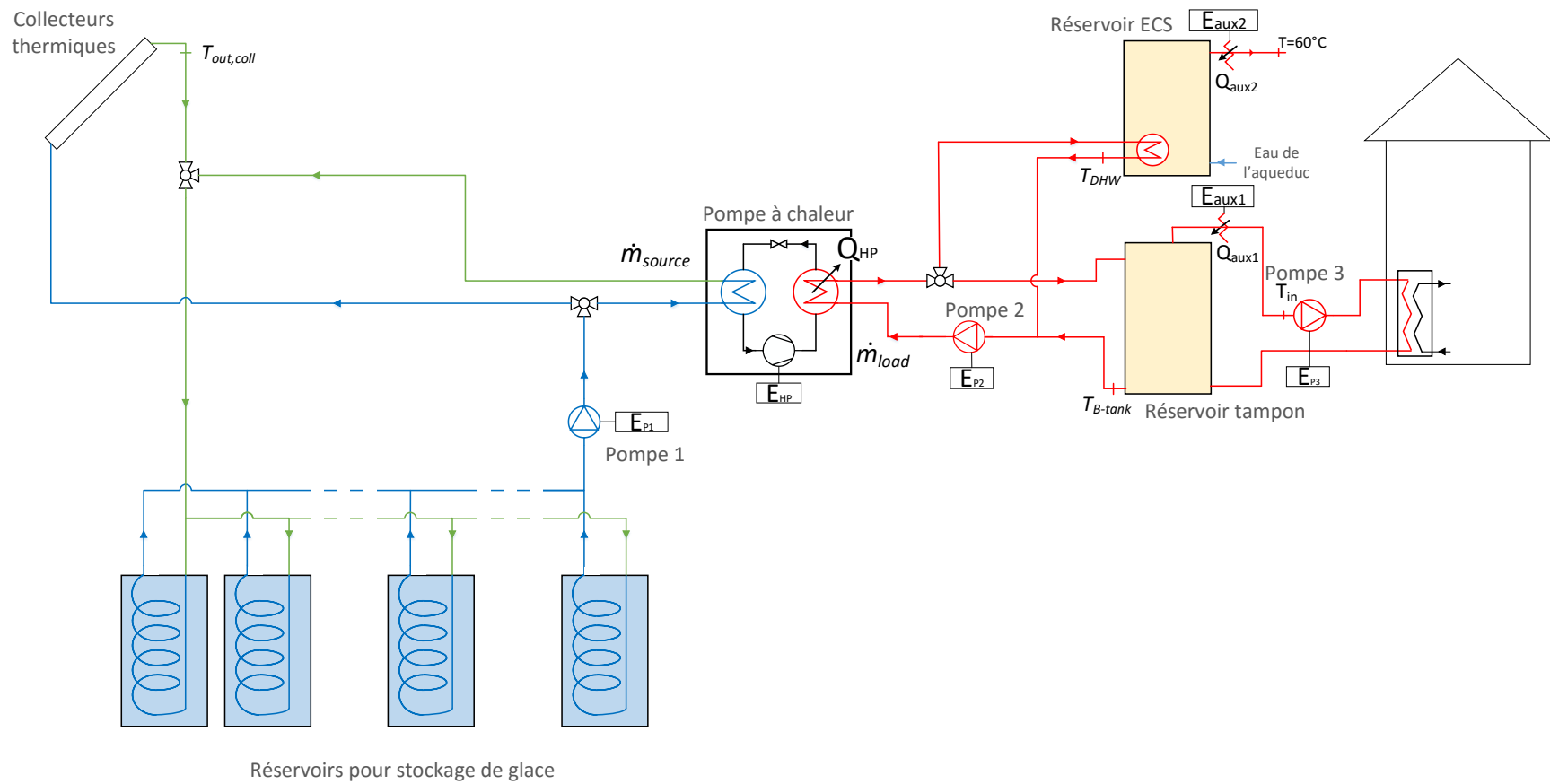


Figure 6.4 : Schéma du système avec stockage latent sous forme de glace

6.2.2 Contrôles

L'injection et l'extraction d'énergie dans/depus les réservoirs de glace sont contrôlées selon le diagramme de la Figure 6.5 : la priorité est donnée à la pompe à chaleur afin de combler les besoins en énergie du bâtiment. Lorsque tous les réservoirs sont gelés ($IceFraction = 1$), la pompe à chaleur est arrêtée et de la chaleur peut être injectée dans les réservoirs si la température en sortie des collecteurs solaires le permet. Cependant, comme le système proposé est dimensionné de sorte à ce que la capacité des réservoirs permette de combler la demande en chauffage du bâtiment, ce cas ne se produit jamais. Si toute la glace est fondue ($IceFraction = 0$) et qu'il n'y a pas de besoins en chauffage, la pompe 1 est arrêtée.

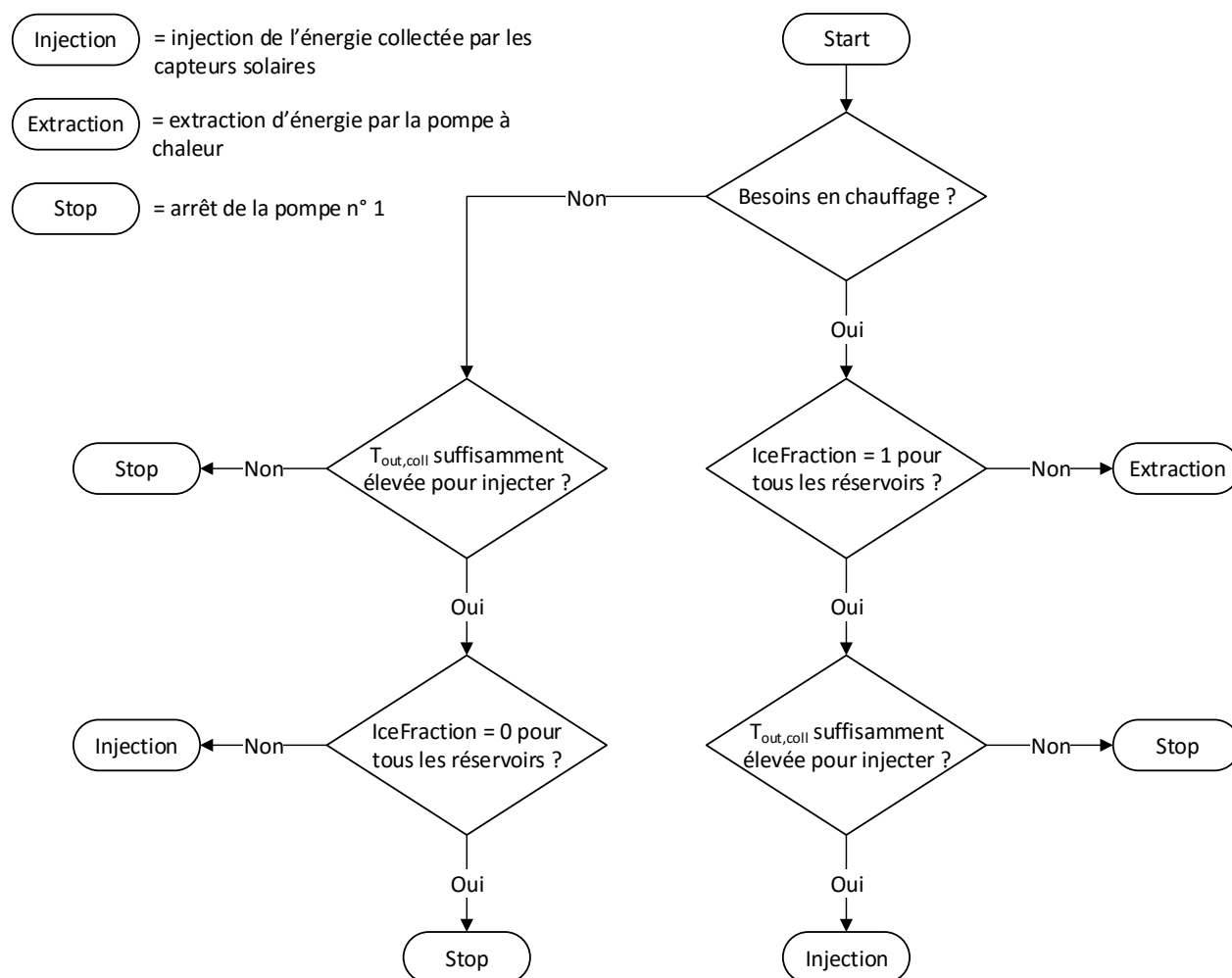


Figure 6.5 : Diagramme de contrôle de l'injection/extraction

6.2.3 Modélisation du stockage de glace

Le modèle de réservoir de glace implanté dans TRNSYS est basé sur plusieurs études réalisées par James E. Braun (Braun, 2007; Drees & Braun, 1995; West & Braun, 1999). Ce modèle a été choisi d'une part parce que la géométrie du réservoir est très détaillée et d'autre part parce qu'il existe des données expérimentales de performance. Le réservoir est du type « ice-on-pipe internal-melt », aussi appelé « ice-on-coil storage tank », c'est-à-dire que le fluide caloporteur circule dans un tube situé dans un réservoir rempli d'eau. Lorsque le fluide caloporteur est sous le point de congélation de l'eau, de la glace se forme autour du tuyau, d'où l'appellation « ice-on-pipe ». Chacun des réservoirs du système proposé est simulé dans l'environnement TRNSYS tel que décrit ci-dessous.

6.2.3.1 Échanges de chaleur

Le réservoir est supposé parfaitement isolé. Le seul échange de chaleur ayant lieu est donc celui entre le fluide caloporteur et l'eau du réservoir. Drees et Braun (1995) ont montré que pour le réservoir étudié l'efficacité de l'échange de chaleur entre l'eau et le fluide caloporteur peut être modélisée comme celle d'un échangeur de chaleur telle que :

$$\varepsilon = \frac{\dot{Q}_{\text{échangée}}}{\dot{Q}_{\text{max}}} = \frac{T_{in,glycol} - T_{out,glycol}}{T_{in,glycol} - T_{tank,ice}} \quad (6.1)$$

Où :

$T_{tank,ice}$ est la température de l'eau du réservoir, supposée uniforme [°C]

$T_{in,glycol}$ est la température du fluide caloporteur à l'entrée du réservoir [°C]

$T_{out,glycol}$ est la température du fluide caloporteur à la sortie du réservoir [°C]

$\dot{Q}_{\text{échangée}}$ correspond au transfert de chaleur réel [kJ/h]

\dot{Q}_{max} représente le transfert de chaleur maximum, c'est-à-dire la quantité d'énergie qui serait échangée si l'échangeur avec une longueur infinie [kJ/h]

Il est à noter que la température de l'eau du réservoir $T_{tank,ice}$ est égale à la température de fusion de la glace, soit 0°C, tant que de la glace est présente dans le réservoir ($IceFraction > 0$). De

plus, aucun stockage sensible n'est pris en compte dans cette étude. La température des réservoirs est donc constante et égale à 0°C.

Les taux de transfert de chaleur $\dot{Q}_{échangée}$ et \dot{Q}_{max} peuvent être exprimés selon les Équations 6.2 et 6.3 ci-dessous dans lesquelles \dot{m}_{glycol} [kg/h] représente le débit massique du fluide caloporteur et $C_{p,glycol}$ [kJ/kg.K] sa capacité thermique. Les conditions d'opération de la partie stockage du système de la Figure 6.4 et les propriétés du fluide caloporteur sont détaillées dans le Tableau 6.2.

$$\dot{Q}_{max} = \dot{m}_{glycol} C_{p,glycol} (T_{in,glycol} - T_{tank,ice}) \quad (6.2)$$

$$\dot{Q}_{échangée} = \dot{m}_{glycol} C_{p,glycol} (T_{in,glycol} - T_{out,glycol}) \quad (6.3)$$

Tableau 6.2 : Conditions d'opération et propriétés du fluide caloporteur

Paramètre	Valeur	Unité
Capacité thermique du fluide ($C_{p,glycol}$)	3.87	kJ/kg.K
Masse volumique du fluide (ρ_{glycol})	1026	kg/m ³
Débit massique côté source de la pompe à chaleur (\dot{m}_{glycol})	2565	kg/h
Débit volumique côté source de la pompe à chaleur (\dot{V}_{glycol})	0.69	L/s
Débit total provenant des collecteurs thermiques (\dot{m}_{glycol})	50* A_{coll}	kg/h
Rendement de la pompe de circulation 1	30	%
Pertes de charge dans la pompe à chaleur (ΔP_{pac})	10	kPa
Pertes de charge dans les collecteurs thermiques (ΔP_{coll})	22	kPa

En réalité, l'efficacité ε varie en fonction de la fraction de glace (*IceFraction*) contenue dans le réservoir selon les courbes de la Figure 6.6. Ces courbes ont été adaptées de l'étude de Drees et Braun (1995) afin d'exprimer l'efficacité en extraction et en injection en fonction de la fraction de glace du réservoir. En effet, les courbes présentées par Drees et Braun (1995) tiennent compte des phases de charge/décharge latente et sensible. Puisque la température des réservoirs est supposée constante et égale à 0°C dans la présente étude, la portion des courbes correspondant aux phases de charge/décharge sensibles a été exclue.

De plus, ces courbes représentent l'efficacité de l'échange de chaleur pour des phases de charge et de décharge complètes du réservoir alors que le stockage proposé ici subit des phases d'injection/extraction partielles. Cette analyse constituant seulement une étude préliminaire, les effets de la charge/décharge partielle sont négligés. La prise en compte de ces phénomènes permettrait cependant d'augmenter la précision du modèle.

Il est à noter que l'efficacité ε dépend uniquement du débit du fluide caloporteur et de l'état de charge (injection) ou de décharge (extraction) du réservoir. Elle ne dépend pas de la température du fluide caloporteur. Afin d'éviter les conditions pour lesquelles l'efficacité de l'échange de chaleur est très faible, aucune extraction d'énergie n'est faite d'un réservoir dont la fraction de glace est supérieure à 0.96.

Le débit du système proposé étant inférieur au plus faible débit reporté par Braun et al. (Figure 6.6), l'efficacité de l'échange de chaleur sera supposée égale à celle du cas où le débit vaut 1.26 L/s. La quantité d'énergie transférée est alors sous-estimée puisque l'efficacité de l'échange de chaleur augmente lorsque le débit diminue. De plus, le fluide caloporteur utilisé dans la présente étude est un mélange d'eau et de propylène glycol à 25% alors que les résultats expérimentaux ont été obtenus pour de l'éthylène glycol à 25%. La différence de performance est cependant supposée négligeable puisque la capacité thermique de l'éthylène glycol à 25% est égale à 3.76 kJ/kg.K pour une température de 0°C, valeur similaire à celle du propylène glycol utilisé ici (voir Tableau 6.2).

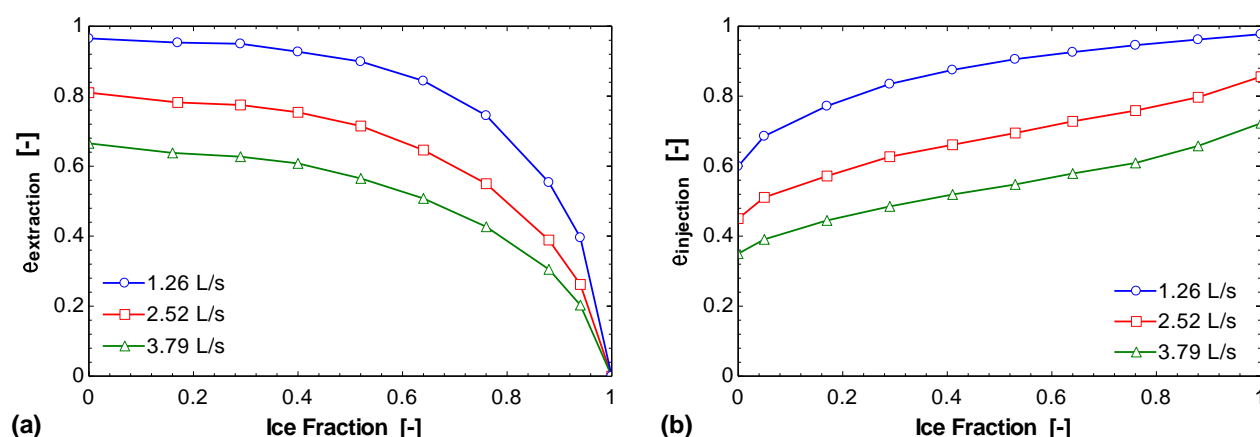


Figure 6.6 : Efficacité de l'échange de chaleur dans le stockage de glace en fonction de la fraction de glace *IceFraction* en phase d'extraction, i.e. fabrication de glace (a) et d'injection, i.e. fonte de glace (b), adapté des travaux de Drees et Braun (1995)

6.2.3.2 Fraction de glace

À chaque pas de temps, l'état de charge/décharge du réservoir est modifié en fonction de la quantité $Q_{échangée}$ d'énergie échangée entre les deux fluides. La nouvelle fraction de glace $IceFraction_t$ peut se calculer à partir de la fraction de glace du réservoir au pas de temps précédent $IceFraction_{t-1}$, du taux de transfert de chaleur $\dot{Q}_{échangée}$ [kJ/h], de la durée du pas de temps Δt [h] et de la capacité du réservoir C_t [kJ] :

$$IceFraction_t = IceFraction_{t-1} - \frac{Q_{échangée}\Delta t}{C_t} \quad (6.4)$$

Sachant que la capacité C_t du réservoir est définie comme :

$$C_t = m_{eau}L_{eau} \quad (6.5)$$

où m_{eau} est la masse d'eau contenue dans le réservoir, égale à 3140 kg et L_{eau} est la chaleur latente de fusion de l'eau, soit 334 kJ/kg.

6.2.3.3 Pertes de charges

Les conditions d'opération de la boucle de circulation côté charge de la pompe à chaleur et celle du système de chauffage de la maison sont inchangées par rapport aux systèmes présentés dans le Chapitre 5. Le débit, rendement hydraulique et pertes de charges des pompes de circulation 2 et 3 sont donc ceux décrits dans le Tableau 5.1. L'évaluation de la consommation d'énergie de la pompe de circulation 1, assurant l'injection/extraction d'énergie des réservoirs de glace, dépend du mode d'opération. En phase d'injection de chaleur, la perte de charge totale correspond à la somme de la perte de charge dans les collecteurs thermiques (voir Tableau 6.2) et dans un réservoir. Lorsque le système est en phase d'extraction, elle est égale à la perte de charge dans la pompe à chaleur (voir Tableau 6.2) à laquelle s'additionne la perte de charge dans un réservoir. Cette dernière, présentée à la Figure 6.7, est calculée à partir de la description de la géométrie du réservoir de glace dans les travaux de Drees et Braun (1995). Il est à noter que la perte de charge dans les réservoirs est relativement faible. Ceci provient du fait que le débit total de fluide caloporteur entrant dans un réservoir est réparti dans 65 circuits horizontaux. Le débit dans chaque circuit est donc faible et le flux est laminaire, d'où le comportement linéaire observé sur la Figure 6.7. La longueur totale de

tuyaux de polyéthylène est d'environ 4600 m. Les autres valeurs des pertes de charges sont tirées des données manufacturiers (Viessmann Group, 2012, 2014).

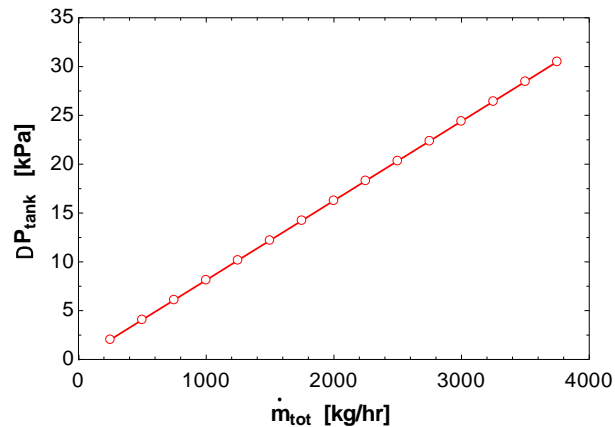


Figure 6.7 : Pertes de charges dans le réservoir de stockage de glace en fonction du débit total de fluide caloporteur

6.2.4 Évaluation des performances

En raison de la présence d'un seul circuit au sein des réservoirs de glace, l'injection de chaleur depuis les panneaux solaires et l'extraction par la pompe à chaleur doivent se faire en alternance. Il est donc nécessaire d'utiliser des vannes 3 voies en entrée et sortie des réservoirs tel que le montre la Figure 6.4.

Les performances de ce système sont évaluées avec les mêmes facteurs de performance saisonniers que ceux décrits dans les Équations 5.1, 5.2 et 5.3 à la différence près que la consommation d'énergie de la pompe 1 dans la précédente définition du SPF4 correspond uniquement à la consommation associée au fonctionnement de la pompe à chaleur. D'où les nouvelles équations du SPF4 et SPF5 suivantes où $E_{P1,HP}$ et $E_{P1,Coll}$ représentent la consommation de la pompe 1 durant les phases de fonctionnement de la pompe à chaleur et des collecteurs thermiques, respectivement :

$$SPF4^* = \frac{Q_{HP} + Q_{aux1} + Q_{aux2}}{E_{HP} + E_{P1,HP} + E_{P2} + E_{P3} + E_{aux1} + E_{aux2}} \quad (6.6)$$

$$SPF5^* = \frac{Q_{HP} + Q_{aux1} + Q_{aux2}}{E_{HP} + E_{P1,HP} + E_{P1,Coll} + E_{P2} + E_{P3} + E_{aux1} + E_{aux2}} \quad (6.7)$$

6.2.5 Résultats

Le système ainsi modélisé est simulé pour une durée de 3 ans avec un pas de temps de 6 minutes. La simulation commence au 1^{er} janvier, pendant la saison de chauffage, en supposant que la fraction de glace est égale à 0 pour tous les réservoirs. De par cette hypothèse, la première année d'opération n'est pas représentative des performances du système. Ainsi, seuls les résultats de la troisième année de fonctionnement sont analysés ici. Le système a alors atteint un régime quasi-permanent. Des simulations sont effectuées pour différentes valeurs de la surface totale de collecteurs thermiques (A_{coll}) afin de déterminer l'influence de ce paramètre sur le volume de stockage requis et sur les performances énergétiques du système. Pour cette analyse, l'angle d'inclinaison des panneaux solaires par rapport à l'horizontale est fixé à 45° , valeur correspondant à la latitude de la ville de Montréal.

Les résultats obtenus sont présentés dans la Figure 6.8 et dans le Tableau 6.3. Il apparaît que lorsque A_{coll} augmente, le volume de stockage requis pour assurer le bon fonctionnement du système diminue. Ainsi, pour 20 m^2 de collecteurs thermiques, approximativement 123 m^3 de stockage sont nécessaires alors qu'il ne faut que 79 m^3 environ pour 50 m^2 de capteurs solaires. Cela correspond à une diminution d'environ 36% du volume de stockage.

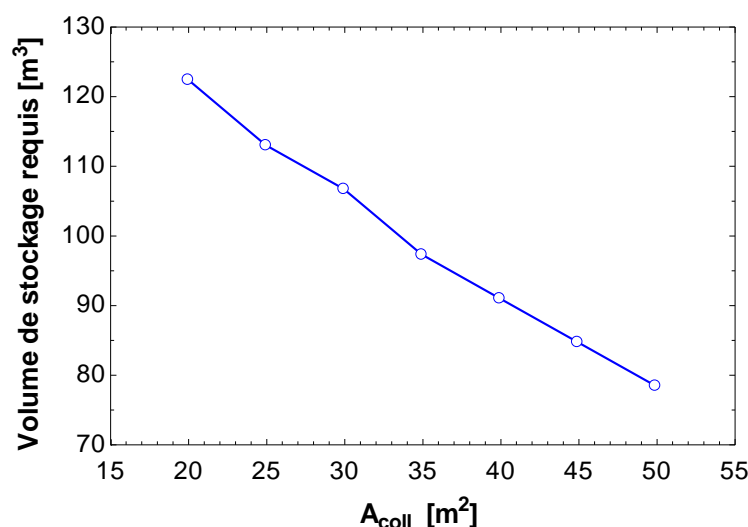


Figure 6.8 : Volume de stockage requis pour le système avec stockage de glace en fonction de la surface totale de collecteurs thermiques

En revanche, les performances énergétiques du système restent relativement constantes quelle que soit la configuration. En ne prenant en compte que l'aspect énergétique du système, le choix d'une configuration plutôt qu'une autre dépendrait donc de l'espace disponible pour l'implantation du système. Les facteurs de performance saisonniers SPF1, SPF4* et SPF5* valent environ 4.21, 3.72 et 3.67, respectivement. De plus, la consommation totale du système (*ConsoTot*) s'élève à 6550 kWh/an en moyenne. Cela vient du fait que la température à l'entrée de la pompe à chaleur évolue de manière similaire pour chacun des systèmes, donc les performances de celle-ci sont semblables. Comme la pompe à chaleur est responsable de plus de 85% de la consommation d'énergie du système, soit approximativement 5590 kWh/an, les variations observées d'un système à l'autre restent faibles.

Tableau 6.3 : Performances du système avec stockage de glace pour différentes surfaces de collecteurs thermiques

A_{coll} [m ²]	Volume de stockage requis [m ³]	Nombre de réservoirs [-]	SPF1 [-]	SPF4* [-]	SPF5* [-]	<i>ConsoTot</i> [kWh]
20	122.5	39	4.20	3.72	3.67	6539
25	113	36	4.21	3.73	3.68	6534
30	106.8	34	4.21	3.73	3.67	6541
35	97.3	31	4.21	3.72	3.67	6553
40	91.1	29	4.21	3.72	3.66	6558
45	84.8	27	4.21	3.72	3.66	6565
50	78.5	25	4.21	3.73	3.65	6572

Par ailleurs, il est à noter que le SPF5* est seulement 1.6% plus faible que le SPF4*. Comme présenté aux Équations 6.6 et 6.7, la différence entre le SPF4* et le SPF5* provient uniquement de la prise en compte de la consommation de la pompe de circulation 1 associée à l'injection de chaleur dans les réservoirs ($E_{P1,coll}$). Une si faible variation entre ces deux facteurs de performance peut s'expliquer de deux façons. D'une part, la perte de charge dans la boucle solaire est relativement faible, au maximum égale à 42 kPa lorsque le système comporte 50 m² de collecteurs thermiques. Le débit étant alors de 2500 kg/h, la consommation de la pompe de circulation reste négligeable

devant la consommation des autres éléments du système. D'autre part, l'injection de chaleur dans les réservoirs est limitée : aucune injection n'est possible lorsqu'il y a une demande d'énergie du bâtiment ou lorsque la glace de tous les réservoirs est fondue. Comme le montre la Figure 6.9a, peu d'énergie est injectée durant la saison de chauffage. De plus, la quantité d'énergie injectée en été chute à partir du mois de juillet malgré l'augmentation de la quantité d'énergie solaire incidente. En effet, comme présenté à la Figure 6.9b, à cette période de l'année, le réservoir alimenté par la pompe de circulation est le réservoir n°1, ce qui veut dire que la fraction de glace des autres réservoirs est égale à 0. La portion d'énergie injectée au mois d'août et de septembre correspond donc à l'énergie nécessaire à la régénération du réservoir n°1 après les phases d'extraction.

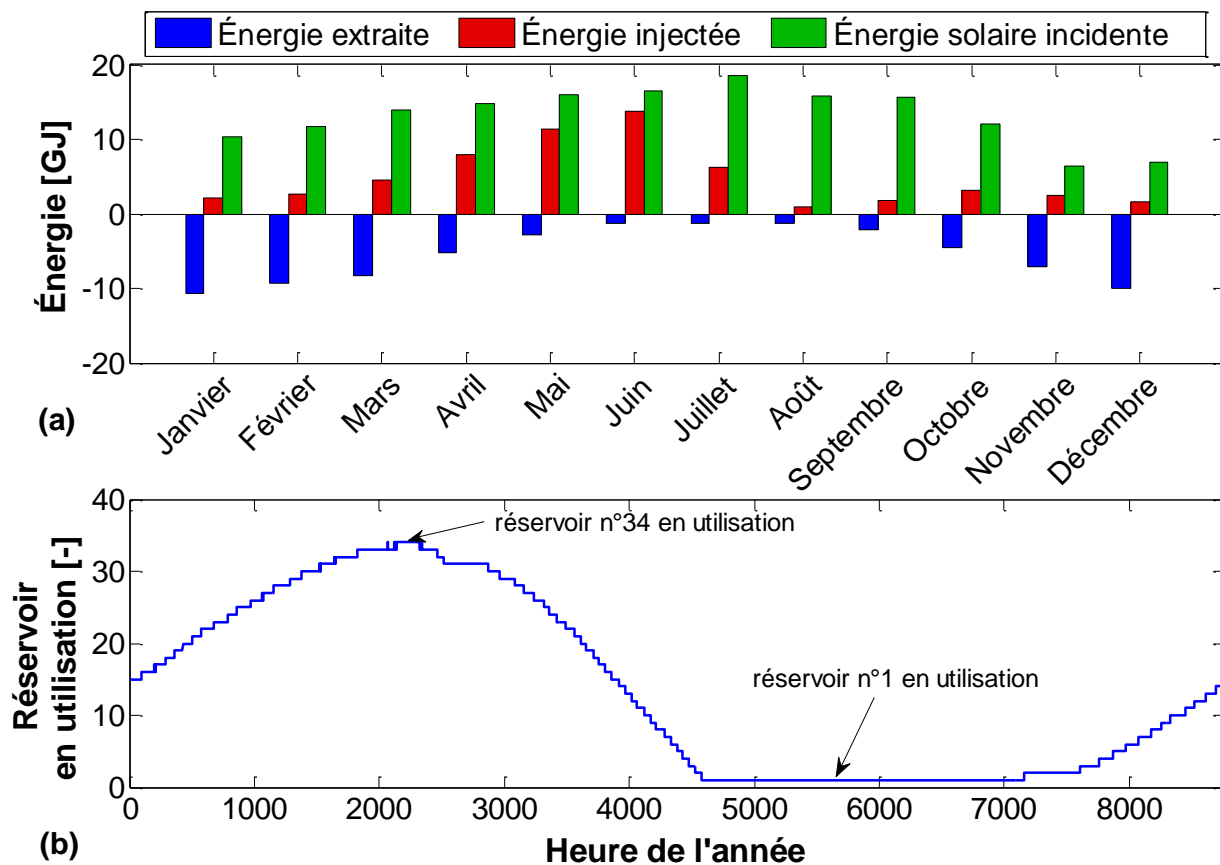


Figure 6.9 : (a) Quantité mensuelle d'énergie extraite et injectée dans les réservoirs et quantité d'énergie solaire incidente et (b) évolution de l'utilisation des réservoirs alimentés en séquence pour la troisième année d'opération du système avec stockage de glace (pour $A_{coll} = 30 \text{ m}^2$)

6.2.6 Limites et améliorations possibles

D'après les résultats présentés précédemment, il est possible de combler les besoins d'une maison unifamiliale située à Montréal à l'aide d'une pompe à chaleur eau-eau dont la source est un stockage latent sous forme de glace. La configuration requise comporte de 20 à 50 m² de collecteurs et entre 123 et 79 m³ de stockage de glace.

Cependant, il a été remarqué qu'avec le système proposé, relativement peu d'énergie est injectée dans les réservoirs depuis les panneaux solaires à cause des limitations imposées au modèle. Afin de bénéficier plus amplement de l'énergie solaire disponible et de réduire le volume de stockage requis, les modifications suivantes pourraient être apportées :

- Réaliser un stockage de type latent et sensible en injectant de l'énergie dans les réservoirs même lorsque toute la glace est fondue. La température des réservoirs augmenterait alors au-delà de la température de fusion de la glace et entraînerait une amélioration du COP de la pompe à chaleur.
- Considérer les échanges de chaleur avec l'extérieur : les réservoirs étant supposés parfaitement isolés, ils ne bénéficient pas de gains de chaleur de leur environnement. En revanche, si par exemple ceux-ci étaient enfouis dans le sol dont la température est supérieure à 0°C, le transfert de chaleur depuis le sol participerait à la recharge des réservoirs en faisant fondre la glace.
- Utiliser un réservoir comprenant deux circuits indépendants afin de pouvoir injecter et extraire de la chaleur simultanément. Cela permettrait non seulement de régénérer les réservoirs plus rapidement mais aussi d'éviter les phénomènes de stagnation dans les collecteurs thermiques.
- Ajouter un échangeur de chaleur entre l'entrée des réservoirs dans la boucle solaire et la sortie des réservoirs dans la boucle d'extraction dans le cas de réservoirs à deux circuits indépendants. Il serait alors éventuellement possible d'augmenter la température à l'entrée de la pompe à chaleur lors des phases d'injection et d'extraction simultanées, et ce même si de la glace est présente dans les réservoirs.

6.3 Comparaison des deux types de stockage

Deux sortes de stockage thermique ont été présentées dans ce chapitre : le stockage sensible par puits géothermiques et le stockage latent sous forme de glace. Un des objectifs de cette étude est de comparer ces deux types de systèmes en termes de performances énergétiques et de configuration requise. Le Tableau 6.4 résume donc les principaux résultats obtenus avec ces deux systèmes. La configuration du système avec stockage de glace sélectionnée ici est celle comportant 30 m² de collecteurs thermiques afin de comparer les deux systèmes à surface de panneaux solaires égale.

Tableau 6.4 : Configuration et performances à la troisième année d'opération des systèmes de stockage de type BTES (système 5) et sous forme de glace

Paramètre	Stockage de type BTES	Stockage sous forme de glace
Volume de stockage	943 m ³	107 m ³
Surface totale de collecteurs thermiques (A_{coll})	30 m ²	30 m ²
Facteur de performance saisonnier : SPF1	5.07	4.21
Facteur de performance saisonnier : SPF4 ou SPF4*	4.68	3.73
Facteur de performance saisonnier : SPF5 ou SPF5*	4.66	3.67
Consommation de la pompe d'extraction (E_{P1} ou $E_{P1,HP}$)	25 kWh	224 kWh
Consommation de la pompe 2 (E_{P2})	19 kWh	23 kWh
Consommation de la pompe 3 (E_{P3})	124 kWh	126 kWh
Consommation de la pompe d'injection (E_{P4} ou $E_{P1,Coll}$)	22 kWh	92 kWh
Consommation de l'auxiliaire pour le chauffage (E_{aux1})	252 kWh	260 kWh
Consommation de l'auxiliaire pour l'ECS (E_{aux2})	48 kWh	226 kWh
Consommation de la pompe à chaleur (E_{HP})	4738 kWh	5590 kWh
Consommation d'énergie ($ConsoTot$)	5228 kWh	6541 kWh
Rapport $E_{HP}/ConsoTot$	90.6%	85.5%

La première différence notable entre les deux systèmes est le volume de stockage : le volume requis avec le système de stockage de glace est environ 9 fois plus faible que celui du stockage de type BTES. Un tel écart provient de la différence d'énergie emmagasinée par unité de volume ainsi que de la présence de pertes de chaleur de l'ordre de 20% de l'énergie injectée dans le cas du stockage par puits géothermiques.

Cependant, le système de stockage de glace atteint de moins bonnes performances énergétiques que le système 5. Bien que la consommation des pompes de circulation 2 et 3 (E_{p2} et E_{p3}) et de l'auxiliaire pour le chauffage des locaux (E_{aux1}) soient similaires pour les deux systèmes, la consommation des autres éléments augmente dans le cas du stockage de glace. En effet, comme le montre la Figure 6.10, la température à l'entrée de la pompe à chaleur est relativement constante, égale à 0°C pour le système avec stockage latent alors qu'elle varie entre 2 et 25°C dans le cas du champ de puits. Cette différence de température se répercute alors sur les performances de la pompe à chaleur, d'où une consommation E_{HP} environ 17% plus élevée dans le cas du système avec stockage de glace. Les performances de la pompe à chaleur ne permettant alors pas toujours de répondre à la demande en chauffage et ECS du bâtiment, le chauffage auxiliaire associé au réservoir d'eau chaude sanitaire est sollicité plus fréquemment, menant à une consommation E_{aux2} près de 5 fois plus élevée que le système 5.

Il est à noter que les pics de faible température ($\approx -5^\circ\text{C}$) apparaissant sur la Figure 6.10 pour le système de stockage latent sont liés aux pas de temps pour lesquels la fraction de glace du réservoir alimenté est proche de 1. L'efficacité de l'échange de chaleur dans le réservoir est donc très faible (voir Figure 6.6) et la température en sortie du réservoir est environ égale à celle en entrée.

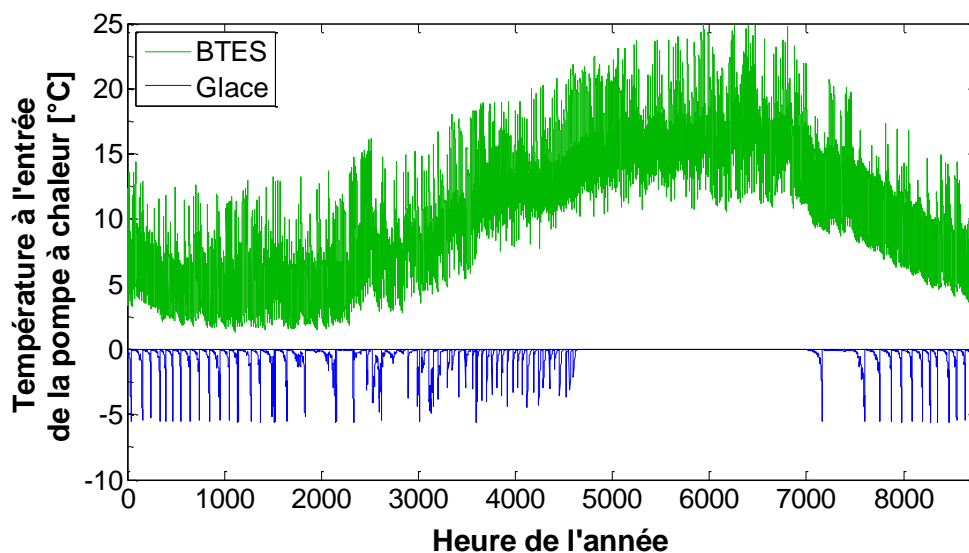


Figure 6.10 : Évolution de la température à l'entrée de la pompe à chaleur au cours de la troisième année d'opération pour le système 5 (BTES) et le système avec stockage latent (Glace)

Au final, l'augmentation de la consommation énergétique des éléments du système avec stockage de glace se traduit par une baisse de 21% du SPF5 (ou SPF5*) de la troisième année d'opération par rapport au système 5. Cela correspond à une consommation annuelle *ConsoTot* 25% plus élevée.

Globalement, le système de stockage par puits géothermiques est avantageux énergétiquement : l'efficacité de la pompe à chaleur est élevée avec un SPF1 de 5.07 sur l'année, les pompes de circulation consomment relativement peu d'énergie et les chauffages auxiliaires sont rarement sollicités. En revanche, ce système requière un grand volume de stockage, égal à 943 m³, occupant alors un disque de 4.5 m de rayon et une profondeur de 16 m, la tête des puits étant enfouie 1 m sous la surface du sol. Quant à lui, le système avec stockage de glace est moins efficace énergétiquement avec un SPF5* de 3.67 à la troisième année d'opération contre 4.66 pour le système 5. Il occupe cependant un volume bien plus faible, égal à 107 m³ pour cette étude préliminaire. Son implantation à l'échelle d'une maison unifamiliale semble donc moins contraignante que pour le système de stockage de type BTES.

CHAPITRE 7 DISCUSSION GÉNÉRALE

Ce mémoire présente l'analyse d'un système géothermique résidentiel avec injection de chaleur depuis des panneaux solaires. Il comporte également la comparaison d'un stockage thermique de type BTES à un stockage de glace. La méthodologie employée et les résultats obtenus ont été exposés dans les chapitres précédents. Ce chapitre a pour but de discuter des travaux réalisés dans ce mémoire et de mettre en évidence les contributions apportées à l'avancement des connaissances.

7.1 Analyse et optimisation d'un système original

Le premier objectif de ce mémoire est d'analyser l'effet de l'injection de chaleur dans un puits géothermique sur les performances énergétiques du système de chauffage qui lui est associé. Bien que ce type de système ait déjà été étudié auparavant, la configuration choisie ici présente plusieurs particularités. Tout d'abord, l'énergie solaire est collectée par des capteurs PV/T, produisant alors de l'énergie thermique et de l'électricité. Ensuite, la pompe à chaleur géothermique assure à la fois les besoins en chauffage du bâtiment et la préparation de l'eau chaude sanitaire, soumettant alors la pompe à chaleur à des différences de température plus importantes que si elle comblait uniquement les besoins en chauffage. Enfin, le puits géothermique comporte deux circuits indépendants ce qui permet alors d'injecter de la chaleur depuis les panneaux solaires en même temps que d'extraire de l'énergie à l'aide de la pompe à chaleur. Ce dernier aspect de la configuration choisie a été inspiré des travaux de Eslami-Nejad et Bernier (2011).

Cette étude mène à des conclusions similaires aux travaux trouvés dans la littérature :

- La circulation du fluide caloporteur mène à une augmentation du rendement électrique des capteurs PV/T (Bertram et al., 2012).
- L'injection de chaleur dans le puits peut améliorer le rendement énergétique du système. Cependant, les effets de cette injection sont limités par la diffusion rapide de la chaleur vers le sol environnant, un seul puits géothermique ne permettant pas de réaliser du stockage thermique saisonnier (Kjellsson et al., 2010; Lanini et al., 2014).
- La consommation d'énergie de la pompe de circulation assurant l'injection de chaleur dans le puits nuit aux performances globales du système, pouvant aller jusqu'à annuler les

économies d'énergie réalisées grâce à la recharge du sol (Pahud & Lachal, 2004; Trillat-Berdal, 2006).

L'étude présentée dans ce mémoire va cependant un peu plus loin en examinant l'influence de la surface totale de collecteurs thermiques utilisée sur les performances globales du système. De plus, le système est optimisé de sorte à trouver le meilleur compromis entre les bénéfices dus à l'injection de chaleur et l'énergie nécessaire au pompage du fluide. Cette étude a donc permis de mettre en évidence l'importance de la prise en compte de la consommation des pompes de circulation lors de la conception d'un système.

7.2 Proposition de nouveaux facteurs de performance saisonniers

L'évaluation des performances énergétiques des systèmes étudiés dans ce mémoire est faite en partie à l'aide de la définition des SPF proposée par Nordman et Zottl (2011). Les systèmes proposés ici comportent une pompe de circulation supplémentaire, assurant l'injection de chaleur dans les puits depuis les panneaux solaires, dont la consommation d'énergie doit être prise en compte. De plus, les capteurs PV/T produisent de l'électricité. Cette étude propose alors la définition de nouveaux SPF afin de tenir compte de ces éléments additionnels.

7.3 Étude d'un système de type BTES à l'échelle résidentielle

La revue de la littérature effectuée au Chapitre 2 a montré que très peu d'études ont été réalisées sur le stockage thermique sur le stockage de type BTES à l'échelle résidentielle. La plupart portent sur des systèmes dédiés à des communautés ou des bâtiments de taille importante tels que des écoles ou des centres sportifs. L'étude du stockage par puits géothermiques pour une maison unifamiliale effectuée dans le cadre de ce mémoire est donc en soi considérée comme originale. D'une part, elle apporte une analyse de la possibilité de réaliser ce type de système à l'échelle d'une seule maison. D'autre part, elle examine les performances pouvant être obtenues pour plusieurs géométries du BTES, différents paramètres géologiques et deux types de panneaux solaires.

7.4 Comparaison de deux types de stockage thermique

La modélisation d'un stockage de glace inspiré des travaux de Braun (Braun, 2007; Drees & Braun, 1995; West & Braun, 1999) a permis d'évaluer les performances énergétiques pouvant être atteintes avec le système étudié ainsi que la configuration nécessaire à son fonctionnement. Bien que cette étude soit uniquement une étude préliminaire et que des améliorations puissent être apportées au système, elle permet de comparer entre les deux types de stockage thermique (stockage sensible de type BTES et stockage latent sous forme de glace). Des premières conclusions ont été tirées de cette étude préliminaire, mettant en évidence les avantages et inconvénients potentiels de ces deux technologies. Devant la grande quantité de méthodes de stockage existant à l'heure actuelle, il est intéressant de connaître les choix qui s'offrent au concepteur lors du design du système. Une étude plus approfondie serait à effectuer afin de confirmer les tendances obtenues et par exemple proposer des recommandations quant au choix des systèmes de stockage à l'échelle résidentielle.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

L'objectif principal de ce mémoire est l'étude de l'effet de l'injection de chaleur dans un ou plusieurs puits géothermiques sur les performances énergétiques du système de chauffage associé. L'étude est effectuée à l'aide de simulations numériques réalisées dans l'environnement de TRNSYS.

Dans un premier temps, le système analysé comporte un seul puits géothermique à double tubes en U de 140 m de profondeur. Une pompe à chaleur eau-eau puise son énergie du sol afin de combler les besoins en chauffage et en eau chaude sanitaire d'une maison unifamiliale typique située à Montréal, Canada. De l'énergie solaire collectée par des capteurs PV/T est injectée dans le puits par l'intermédiaire de l'un des deux circuits indépendants qu'il comporte, l'autre circuit étant connecté à la pompe à chaleur. Le puits géothermique agit alors non seulement comme échangeur de chaleur entre le sol et le système de chauffage, mais aussi entre la boucle solaire et la boucle côté charge de la pompe à chaleur. Le système ainsi constitué a été optimisé de sorte à minimiser sa consommation énergétique annuelle. Les résultats ont montré que l'utilisation d'une large surface de capteurs PV/T permettait certes de produire une grande quantité d'électricité mais ne correspondait pas au meilleur rendement thermique possible. En effet, la chaleur injectée dans le puits recharge le sol et augmente le COP de la pompe à chaleur mais la pompe de circulation assurant la circulation du fluide dans la boucle solaire consomme beaucoup d'énergie. Plus la surface de collecteurs solaires est élevée, plus l'énergie de pompage est importante. L'optimisation du système mène donc à une configuration comportant 22.5 m² de capteurs PV/T, meilleur compromis entre économies d'énergie grâce à l'injection et énergie nécessaire au pompage du fluide. Il a également été remarqué que, malgré la grande quantité d'énergie injectée dans le puits durant l'été, l'amélioration des performances de la pompe à chaleur en hiver reste faible. Une part de l'énergie injectée est donc perdue car elle se diffuse dans le sol autour du puits avant qu'elle soit extraite par la pompe à chaleur. Un seul puits géothermique n'est alors pas adapté au stockage thermique saisonnier.

Ce sont ces résultats qui ont poussé à la réalisation de la seconde analyse. L'objectif de celle-ci est d'examiner la possibilité de réaliser un stockage thermique saisonnier de type BTES à l'échelle d'une maison unifamiliale située à Montréal. Le puits de 140 m est alors remplacé par un champ de 15 puits de faible profondeur (10 à 25 m). Afin de déterminer quelles configurations sont les

plus favorables au stockage thermique saisonnier, une étude paramétrique a été effectuée. Celle-ci s'intéresse alors aux paramètres géométriques du champ de puits tels que la profondeur et l'espacement des puits, ainsi qu'à ses propriétés géologiques comme la capacité thermique et la conductivité du sol. Les résultats de ces simulations ont permis de montrer qu'il est possible de réaliser du stockage thermique saisonnier dans un champ de puits géothermiques à l'échelle résidentielle. Les conditions géologiques les plus favorables sont les suivantes : une capacité thermique élevée augmente la quantité d'énergie emmagasinée dans le champ de puits et une faible conductivité du sol permet de limiter les pertes de chaleur du stockage, le sol agissant alors comme isolant. Cependant, ce type de système nécessite un volume de stockage important, c'est-à-dire des puits relativement profonds et/ou très espacés les uns des autres. À titre d'exemple, la configuration retenue comporte 15 puits de 15 m de profondeur espacés de 2.2 m. Cela correspond à un volume de 943 m³ occupant un disque de 4.5 m de rayon et une profondeur de 16 m, la tête des puits étant enfouie 1 m sous la surface du sol. L'efficacité de ce système est toutefois élevée en ne comportant que 30 m² de collecteurs thermiques, menant à une réduction de 15.5% de la consommation annuelle par rapport au système optimisé avec injection de chaleur dans un seul puits.

Enfin, ce mémoire présente une étude préliminaire du même système de chauffage dans le cas où le stockage de type BTES est remplacé par un stockage latent sous forme de glace. L'objectif est d'évaluer les performances pouvant être obtenues avec ce type de stockage et quels seraient les avantages et inconvénients de celui-ci par rapport au stockage par puits géothermiques. Les résultats indiquent que le stockage latent requière un volume au moins 9 fois plus petit. La modélisation des réservoirs de glace étant basée sur des hypothèses conservatrices, un volume encore plus faible est attendu en réalité. Il serait alors potentiellement plus aisé d'implanter un tel système à l'échelle d'une maison unifamiliale plutôt qu'un stockage par puits géothermiques. En revanche, il a été montré que le système avec stockage de glace, tel que simulé, est moins efficace énergétiquement. En effet, ses performances sont principalement limitées par la température à l'entrée de la pompe à chaleur au mieux égale à la température de fusion de la glace, i.e. 0°C. Cependant, tout comme montré par Winteler et al. (2014), les performances atteintes sont comparables à celles d'un système de pompe à chaleur géothermique classique, c'est-à-dire sans recharge solaire du sol.

Afin de poursuivre l'étude et d'acquérir une meilleure compréhension des phénomènes mis en jeu, il serait intéressant de réaliser une analyse théorique de l'injection/extraction dans un puits

géothermique. Cela pourrait permettre de quantifier les échanges de chaleur entre les deux tubes en U du puits lors de l'injection et extraction simultanée et d'évaluer la durée pendant laquelle l'énergie injectée reste disponible avant d'être perdue par diffusion.

De plus, le modèle de stockage de glace gagnerait à être modifié selon les améliorations proposées dans la section 6.2.6. Il serait alors possible d'effectuer une comparaison plus rigoureuse des deux systèmes de stockage pour l'échelle résidentielle.

De façon générale, il serait souhaitable de réaliser des études expérimentales dans le but de confirmer les tendances obtenues à l'aide des simulations. De plus, il y aurait avantage à valider expérimentalement le TYPE244 Godefroy (2014) utilisé dans le Chapitre 4 et le Chapitre 5 pour modéliser le puits géothermique à double tubes en U. Ce modèle permet de simuler un puits géothermique à deux circuits indépendants en tenant compte de l'interaction thermique entre les tuyaux. Dans le cas des systèmes avec stockage de type BTES, le champ de puits est simulé à l'aide du TYPE257 (Chapuis, 2009) qui est une version modifiée du modèle DST. Celui-ci permet de modéliser un champ de puits à double tubes en U comportant un circuit dédié à la charge et l'autre à la décharge du stockage. En revanche, l'interaction thermique entre les deux tubes en U n'est pas considérée. Il serait donc intéressant de confronter les résultats obtenus dans cette étude avec un modèle tenant compte de cette interaction.

Finalement, les résultats obtenus dans le cadre de ce mémoire sont valables pour ce système simulé dans le climat de Montréal. Il serait intéressant d'évaluer l'influence des conditions climatiques sur les performances énergétiques de ces systèmes et éventuellement faire des recommandations quant au système à privilégier en fonction du climat et/ou des charges du bâtiment.

BIBLIOGRAPHIE

- Bakker, M., Zondag, H. A., Elswijk, M. J., Strootman, K. J., & Jong, M. J. M. (2005). Performance and costs of a roof-sized PV/thermal array combined with a ground coupled heat pump. *Solar Energy*, 78(2), 331-339.
- Başer, T., Lu, N., & McCartney, J. S. (2015). Operational response of a soil-borehole thermal energy storage system. *Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering*, 04015097.
- Bertram, E., Glembin, J., & Rockendorf, G. (2012). Unglazed PVT collectors as additional heat source in heat pump systems with borehole heat exchanger. *Energy Procedia*, 30, 414-423.
- Braun, J. E. (2007). A near-optimal control strategy for cool storage systems with dynamic electric rates (RP-1252). *HVAC&R Research*, 13(4), 557-580.
- Brischoux, P., & Bernier, M. (2016a, January 23-27). *Coupling PV/T Collectors with a Ground-Source Heat Pump System in a Double U-tube Borehole*. Communication présentée à 2016 ASHRAE Winter Conference, Orlando, FL, USA.
- Brischoux, P., & Bernier, M. (2016b, May 3-6). *Stockage thermique résidentiel par puits géothermiques*. Communication présentée à 2016 eSim Conference, Hamilton, ON, Canada.
- Chapuis, S. (2009). *Stockage thermique saisonnier dans un champ de puits géothermiques verticaux en boucle fermée*. (M.Sc.A., École Polytechnique de Montréal, Montréal, Québec, Canada).
- Chiasson, A. D., & Yavuzturk, C. (2003). Assessment of the viability of hybrid geothermal heat pump systems with solar thermal collectors. *ASHRAE Transactions*, 109(2), 487-500.

DLSC. (2007). The Drake Landing Solar Community: Solar collection. Tiré de

http://www.dlsc.ca/solar_collect.htm

Drees, K. H., & Braun, J. E. (1995). Modeling of area-constrained ice storage tanks. *HVAC&R Research*, 1(2), 143-158.

Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). Wind convection coefficients. Dans *Solar Engineering of Thermal Processes (4th Edition)* (p. 163-166). Somerset, NJ, USA: John Wiley & Sons.

Eslami-Nejad, P., & Bernier, M. (2011). Coupling of geothermal heat pumps with thermal solar collectors using double U-tube boreholes with two independent circuits. *Applied Thermal Engineering*, 31(14-15), 3066-3077.

Eslami-Nejad, P., Langlois, A., Chapuis, S., Bernier, M., & Faraj, W. (2009, June 25-27). *Solar heat injection into boreholes*. Communication présentée à 4th Annual Canadian Solar Buildings Conference, Toronto, ON, Canada (p. 237-246).

European Committee for Standardisation. (2006). *Thermal solar systems and components - Solar collectors - Part 2: Test methods*. EN 12975-2:2006.

Godefroy, V. (2014). *Elaboration et validation d'une suite évolutive de modèles d'échangeurs géothermiques verticaux*. (Ecole Polytechnique de Montréal, Montréal, Québec, Canada).

Grundfos Canada. (2015). Product Center. Tiré de <http://product-selection.grundfos.com>

Hache, N., Soudan, G., & Bernier, M. (2016, January 23-27). *Energy Use of Ground-Source Heat Pumps for Various Load Temperatures*. Communication présentée à 2016 ASHRAE Winter Conference, Orlando, FL, USA.

Hadorn, J.-C. (1988). Guide to seasonal heat storage.

- Hellström, G. (1989). Duct ground heat storage model, manual for computer code. *Department of Mathematical Physics, University of Lund, Sweden*.
- Hendron, R. (2008). *Building America Research Benchmark Definition: Updated December 20, 2007* (Rapport n° NREL/TP-550-42662).
- Hesaraki, A., Holmberg, S., & Haghighat, F. (2015). Seasonal thermal energy storage with heat pumps and low temperatures in building projects - A comparative review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 1199-1213.
- Kjellsson, E., Hellstrom, G., & Perers, B. (2010). Optimization of systems with the combination of ground-source heat pump and solar collectors in dwellings. *Energy*, 35(6), 2667-2673.
- Klein, S.A. et al., (2010). TRNSYS 17: A Transient System Simulation Program. University of Wisconsin, Madison, USA. Tiré de <http://sel.me.wisc.edu/trnsys>
- Lanini, S., Delaleux, F., Py, X., Olives, R., & Nguyen, D. (2014). Improvement of borehole thermal energy storage design based on experimental and modelling results. *Energy and Buildings*, 77, 393-400.
- Man, Y., Yang, H., Spitler, J. D., & Fang, Z. (2011). Feasibility study on novel hybrid ground coupled heat pump system with nocturnal cooling radiator for cooling load dominated buildings. *Applied Energy*, 88(11), 4160-4171.
- Nordell, B. O., & Hellstrom, G. (2000). High temperature solar heated seasonal storage system for low temperature heating of buildings. *Solar Energy*, 69(6), 511-523.
- Nordman, R., & Zottl, A. (2011). SEPOMO-Build-a European project on seasonal performance factor and monitoring for heat pump systems in the building sector. *REHVA Journal*, 56-61.

- Pahud, D., & Lachal, B. (2004). *Mesure des performances thermiques d'une pompe à chaleur couplée sur des sondes géothermiques à Lugano (TI)*. Programme de recherche énergétique sur mandat de l'Office Fédéral de L'Energie (Suisse).
- Pinel, P., Cruickshank, C. A., Beausoleil-Morrison, I., & Wills, A. (2011). A review of available methods for seasonal storage of solar thermal energy in residential applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(7), 3341-3359.
- Reuss, M., Beuth, W., Schmidt, M., & Schoelkopf, W. (2006, May 31-June 2). *Solar district heating with seasonal storage in Attenkirchen*. Communication présentée à IEA Conference Ecostock Richard Stockton College, Pomona, New Jersey, USA.
- Sibbitt, B., Onno, T., McClenahan, D., Thornton, J., Brunger, A., Kokko, J., & Wong, B. (2007). *The Drake Landing Solar Community Project—Early Results*. Communication présentée à Canadian Solar Buildings Conference.
- Solimpeks. (2015). PV/T Hybrid Collectors. Tiré de <http://solimpeks.com.au/products/pvt-collectors/>
- Tamasauskas, J., Poirier, M., Zmeureanu, R., & Sunyé, R. (2012). Modeling and optimization of a solar assisted heat pump using ice slurry as a latent storage material. *Solar Energy*, 86(11), 3316-3325.
- TESS. (2004). Type560: PV/T Collector; Interacting with Simple Zone Models. Madison, WI, USA: Thermal Energy Systems Specialists.
- Trillat-Berdal, V. (2006). *Intégration énergétique dans les bâtiments par l'utilisation combinée de l'énergie solaire et de la géothermie basse température*. (Ph. D., Université de Savoie, Chambéry, France).

- Trinkl, C., Zörner, W., & Hanby, V. (2009). Simulation study on a domestic solar/heat pump heating system incorporating latent and stratified thermal storage. *Journal of Solar Energy Engineering*, 131(4), 041008.
- Viessmann Group. (2012). Solar Collector Certification and Rating 2007042A, Glazed Flat-Plate, model Vitosol 100-F, SV1/SH1.
- Viessmann Group. (2014). Vitocal Technical guide: Brine/water and water/water heat pumps, Single and two-stage, 5.8 to 117.8 kW, model Vitocal 300-G Type BW 301.B08.
- Wang, X., Zheng, M., Zhang, W., Zhang, S., & Yang, T. (2010). Experimental study of a solar-assisted ground-coupled heat pump system with solar seasonal thermal storage in severe cold areas. *Energy and Buildings*, 42(11), 2104-2110.
- West, J., & Braun, J. E. (1999). Modeling Partial Charging and Discharging of Area-Constrained Ice Storage Tanks. *HVAC&R Research*, 5(3), 209-228.
- Wetter, M. (2009). GenOpt, generic optimization program, User Manual, Version 3.0.0. Berkeley, CA, USA: Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Winteler, C., Dott, R., Afjei, T., & Hafner, B. (2014). Seasonal Performance of a Combined Solar, Heat Pump and Latent Heat Storage System. *Energy Procedia*, 48, 689-700.
- Yang, W., Sun, L., & Chen, Y. (2015). Experimental investigations of the performance of a solar-ground source heat pump system operated in heating modes. *Energy and Buildings*, 89, 97-111.

ANNEXE A – INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES SUR LE BÂTIMENT ET LES CAPTEURS SOLAIRES SIMULÉS

Cette annexe sert à apporter des informations complémentaires sur le bâtiment et les capteurs solaires simulés n'ayant pas été détaillés dans les Articles 1 et 2.

Bâtiment

Le bâtiment étudié dans chacune des analyses de ce mémoire est simulé à l'aide du TYPE56 de la librairie TRNSYS. C'est une maison unifamiliale canadienne typique dont la charge de chauffage est présentée sur la Figure A.1. La demande annuelle est d'environ 20800 kWh avec un pic de demande maximale de 8.7 kW survenant au mois de janvier.

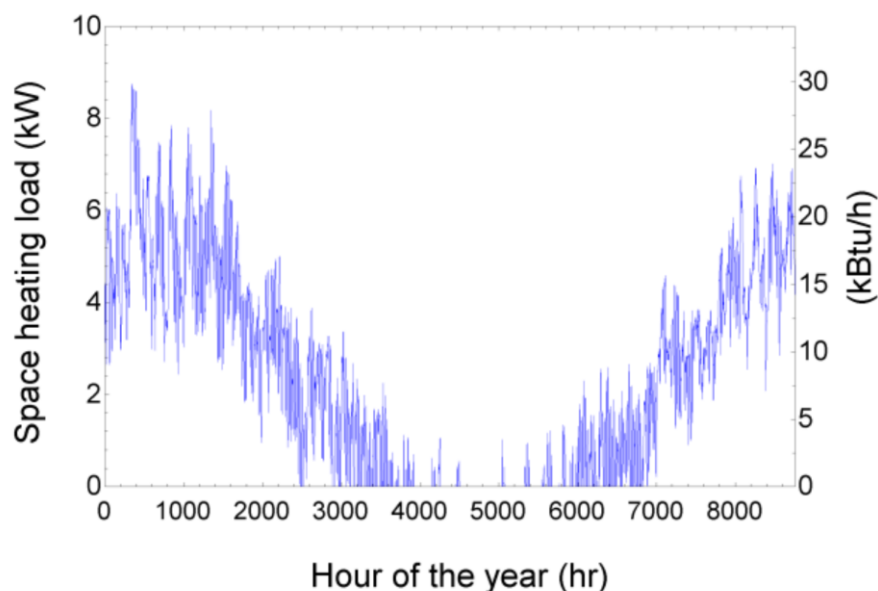


Figure A.1 : Charge de chauffage du bâtiment simulé (Hache et al., 2016)

Les études présentées dans ce mémoire tiennent également compte de la préparation de l'eau chaude sanitaire (ECS). Celle-ci est modélisée comme indiqué sur la Figure A.2 représentant le profil journalier de demande en eau chaude sanitaire des usagers. Deux principaux pics de demande sont observés : un le matin vers 8h et l'autre en fin de journée aux alentours de 19h. La température de l'eau à chauffer varie au cours de l'année, allant de 3°C au mois de février jusqu'à 15°C en août. En termes d'énergie, les besoins annuels en ECS s'élèvent à environ 5000 kWh.

Enfin, la Figure A.3 présente les besoins mensuels en chauffage et ECS. Il est à noter que les besoins en chauffage sont quasiment nuls durant les mois de juin, juillet et août où seule la demande en ECS est à combler.

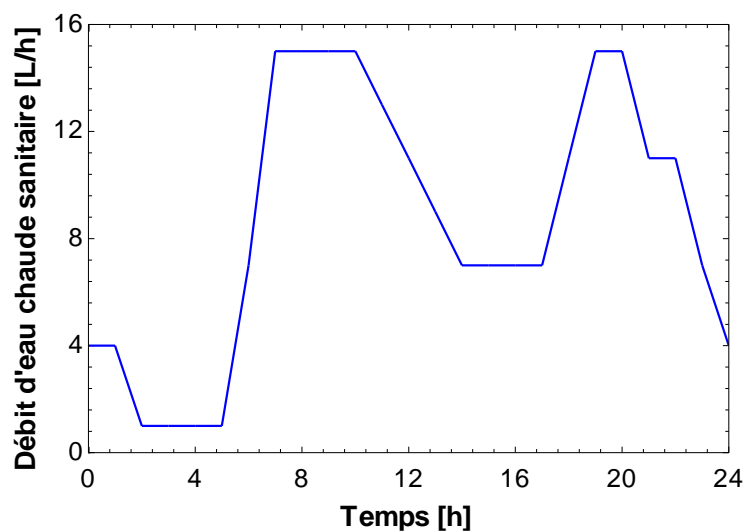


Figure A.2 : Besoins journaliers en eau chaude sanitaire du bâtiment simulé (Hendron, 2008)

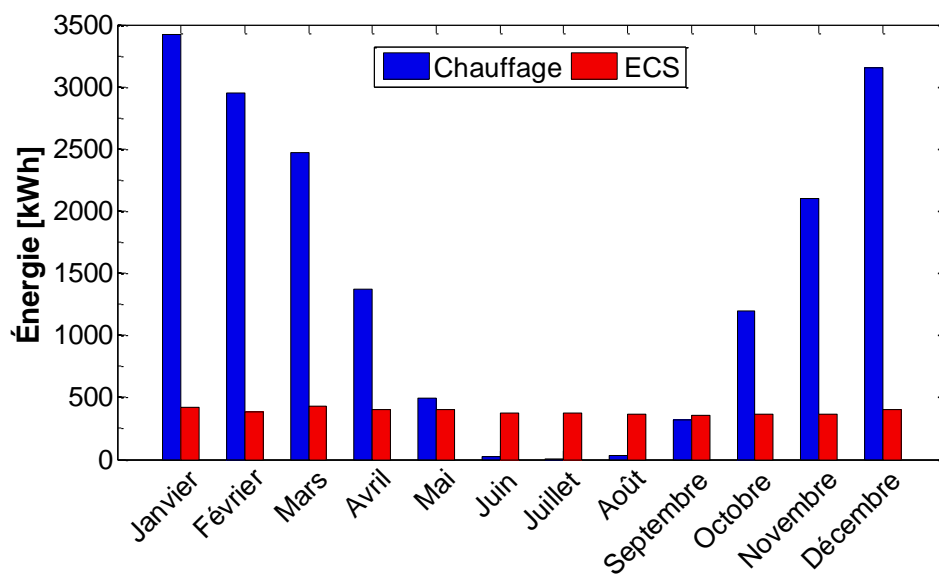


Figure A.3 : Besoins mensuels en chauffage et eau chaude sanitaire (ECS) du bâtiment simulé

Panneaux solaires

Dans la présente étude, deux types de panneaux solaires sont utilisés. Dans un premier temps, le système comporte des capteurs PV/T non-vitrés, modélisés à l'aide du TYPE560 de TRNSYS. Le rendement thermique de ceux-ci est présenté à la Figure 4.3 pour un débit de 60 kg/hr.m². Puisque ces capteurs ne sont pas vitrés leurs performances sont affectées par la convection forcée due au vent. Cette figure comprend donc plusieurs courbes, chacune représentant une valeur différente de la vitesse du vent.

Ensuite, les systèmes avec stockage de type BTES 4a, 4b, 5 ainsi que le système avec stockage de glace possèdent des collecteurs thermiques plan vitrés dont le rendement (Figure A.4) est tiré de données manufacturiers (Viessmann Vitosol 100-F, SV1/SH1).

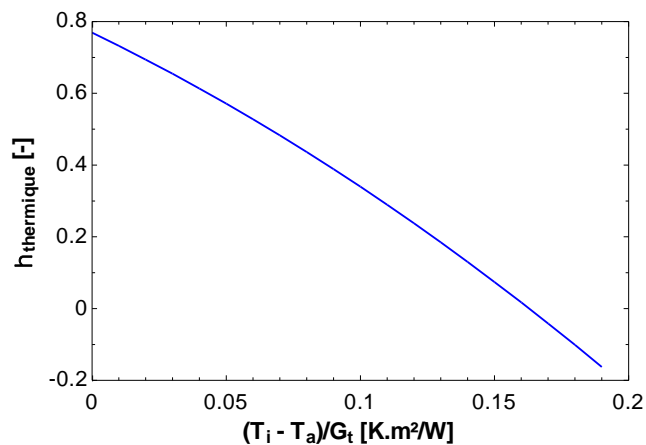


Figure A.4 : Rendement thermique des collecteurs thermiques Vitosol 100-F selon les données manufacturiers (Viessmann Group, 2012)

Il est à noter que le rendement des collecteurs vitrés dépend du rayonnement global incident G_t alors que celui capteurs non-vitrés est exprimé en fonction du rayonnement net incident G'' qui tient compte du rayonnement de grande longueur d'onde (Équation A.1).

En comparant ces deux figures, il apparaît que le rendement maximal des capteurs plans vitrés est globalement plus élevé que celui des capteurs PV/T, égale à près de 77%. Le rendement thermique

maximal pouvant être obtenu par les panneaux PV/T est d'environ 53% lorsque la vitesse du vent est nulle, ces capteurs produisant de l'électricité au détriment de leur efficacité thermique.

$$G'' = G_t + \frac{\varepsilon}{\alpha} (E_L - \sigma T_a^4) \quad (\text{A.1})$$

Où :

ε est l'émissivité des capteurs solaires [-]

α est l'absorptivité des capteurs solaires [-]

E_L est le rayonnement de grande longueur d'onde [W/m^2]

σ est la constante de Boltzmann [$\text{W}/\text{m}^2.\text{K}^4$]

T_a est la température de l'air ambiant [$^{\circ}\text{C}$]